
Operationale Risiken in der Energieversorgung: Modelle und Methoden zur Berechnung der Risiken mit Hilfe von Value-at-Risk

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation von Dipl.-Wirtsch.-Ing Andrej Schreiner aus Alma-Ata
September 2012 — Darmstadt — D 17



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Elektrotechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversor-
gung

Operationale Risiken in der Energieversorgung: Modelle und Methoden zur Berechnung der Risiken mit Hilfe von Value-at-Risk

Genehmigte Dissertation von Dipl.-Wirtsch.-Ing Andrej Schreiner aus Alma-Ata

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer
2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Tag der Einreichung: 05.12.2011

Tag der Prüfung: 02.05.2012

Darmstadt — D 17

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-08157411

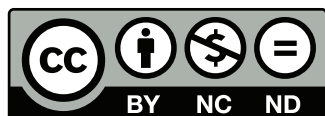
URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/08157411>

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,

E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

tuprints@ulb.tu-darmstadt.de



Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:

Namensnennung – Keine kommerzielle Nutzung – Keine Bearbeitung 2.0 Deutschland

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/de/>

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand u.a. während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energieversorgung im Fachgebiet Elektrotechnik der Technischen Universität Darmstadt. In der Zeit von 2006 bis 2011 habe ich in der Lehre und an verschiedenen Projekten gearbeitet. An dieser Stelle möchte ich daher die Gelegenheit nutzen, verschiedenen Menschen meinen Dank auszusprechen.

Mein besonderer Dank gilt dabei Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer, der als Leiter des Fachgebiets diese Arbeit gefördert hat, zu jeder Zeit diskussionsbereit war und mir den Freiraum gewährt hat, der das Gelingen einer solchen Arbeit voraussetzt. Ebenso bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz für die Übernahme des Koreferats.

Für ihre hilfreiche Unterstützung und die Beantwortung technischer Detailfragen danke ich Dipl.-Ing. Armin Precht und Dipl.-Ing. Christian Schorn, EnBW Regional AG, die wertvolle Informationen zur Instandsetzung der Mittelspannungsnetze beitrugen.

Allen Kollegen am Institut für Elektrische Energieversorgung danke ich für das angenehme Arbeitsklima, die zahlreichen anregenden Diskussionen und den vielen gemeinsamen Aktivitäten innerhalb und außerhalb des Instituts.

Auch meinen Studien- und Diplomarbeitern danke ich für die statistischen Auswertungen und Literaturrecherchen, die ein Teil der Arbeit geworden sind.

Einen besonderen Dank gebührt meinen Eltern Wladimir und Natalja, meiner Frau Irene und meinen Kindern Anastasia und Eric für die Unterstützung, die Geduld und das Verständnis, die sie mir auf dem Weg der vorliegenden Arbeit entgegengebracht haben.

Darmstadt, im Dezember 2011

Andrej Schreiner

Zusammenfassung

Die elektrische Energieversorgung spielt in der heutigen hochtechnisierten Volkswirtschaft eine immens wichtige Rolle. Der Beitrag der Elektrizität ist in jedem Glied der heutigen Wertschöpfungskette vorhanden und nicht ohne weiteres zu ersetzen. Betrachtet man speziell den Netzbetrieb als Bindeglied zwischen dem Absatz und der Energieerzeugung, so führen die neusten Marktentwicklungen zu einem erhöhten Kostendruck auf Seite der Netzbetreiber.

Die Geschäftstätigkeit der Netzbetreiber besteht in der Unterhaltung der Netzanlagen und ist aus diesem Grund sehr kapitalintensiv. Sie sehen sich einer nach oben festgesetzten Preisgrenze gegenüber und müssen ihre Potenziale neben der Prozessoptimierung, in der Optimierung der Instandhaltungsaktivitäten der Anlagen ausschöpfen. De facto mündet dies in der Reduktion der Ausgaben für die Instandhaltung und Erneuerung der Anlagen, was gegebenenfalls zur Verschlechterung der Anlagenverfügbarkeit führt. Modernes Instandhaltungsmanagement soll daher zwischen Einsparungen und Risiken abwägen und alle Instandhaltungsaktivitäten unter Berücksichtigung der damit verbundenen Konsequenzen koordinieren.

Alle unternehmerischen Tätigkeiten sind grundsätzlich Risiken unterworfen. Diese Risiken beeinflussen die Zielerreichung und gefährden die Grundsubstanz eines Unternehmens einerseits, auf der anderen Seite werden dadurch neue Chancen eröffnet. Dies ist der Grundsatz jedes Unternehmertums. Für ein gutes Management gilt es Risiken rechtzeitig zu erkennen und gegebenenfalls durch die entsprechende Maßnahmen zu minimieren.

Die Investitionsentscheidungen in der Energieversorgung wurden bislang von der Risikoanalyse und dem Risikomanagement durch die Monopolsituation nicht betroffen. Durch die geänderte Marktsituation gilt es nun auf den neuen Trend schnellstmöglich zu reagieren und solche Kriterien wie Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit fest in die Unternehmensgrundsätze eines modernen Energienetzbetreibers zu integrieren. Der richtige Umgang mit Risiken gehört unwiderruflich dazu. Insbesondere in der Mittelspannungsebene sind die Vorteile eines optimierten Risikomanagements von großer Bedeutung. Gründe dafür liegen in der Anzahl der Betriebsmittel in Verteilungsnetzen, die einen hohen Kapitaleinsatz erfordern. So wurde der Wiederbeschaffungswert deutscher Mittelspannungsnetze auf ca. 20 Mrd. Euro geschätzt.

Risiko ist sowohl in der allgemeinen Umgangssprache, als auch in der Wissenschaft, Politik und anderen gesellschaftlichen Bereichen, ein häufig verwendeter Begriff. Durch seinen hohen Verbreitungsgrad und dessen Verwendung in unterschiedlichen Kontexten, gibt es keine einheitliche Definition, die alle Facetten gleichzeitig abdecken könnte. Im Kontext mit Energieversorgungssystemen wird oft vom Risiko als Produkt aus der Wahrscheinlichkeit und der Konsequenz des Ausfalls eines oder mehrerer Komponenten gesprochen. Im Unterschied zum unternehmensweiten Risikomanagementsystem, der z.B. im Gesetz zu Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) beschrieben wird und wo es um die existenzbedrohenden Risiken in einem Unternehmen geht, spricht man in Zusammenhang mit einem Risikomanagementsystem in der Energieversorgung über die Bewertung der Netzzuverlässigkeit

bzw. durch die Versorgungsausfälle verursachten, mehr oder weniger schwerwiegenden, Konsequenzen. Es ist in der Regel die Aufgabe des Asset Managers mit einem passendem Managementsystem die Ausfallrisiken zu identifizieren, zu quantifizieren und falls nötig zu minimieren.

Die Analyse der vorhandenen Methoden im Umfeld von Energieversorgungsnetzen hat verdeutlicht, dass der aktuelle Stand der Technik einige Defizite aufweist. In den meisten Verfahren wird das Risiko zwar als Produkt aus der Wahrscheinlichkeit und Konsequenz aufgefasst, die konkrete Bewertung lässt aber viele Facetten offen. Die Schwierigkeiten fangen schon bei der Abschätzung der Zuverlässigkeitskennzahlen eines Netzes an. Hier werden die Zuverlässigkeitscharakteristiken der einzelnen Betriebsmittel als Lageparameter zur Abschätzung der Netzverfügbarkeit eingesetzt. Ein großer Nachteil solcher Methodik ergibt sich aus der Tatsache, dass diese in den meisten Fällen nur den mittleren Wert des Risikos abbildet und den Rest der Verteilung außer Acht lässt. Dabei spielen gerade die Streuungsparameter und der Konfidenzintervall in dem der wahre Wert liegt, eine große Rolle. Auf diese Art und Weise werden Wahrscheinlichkeit und Konsequenz oft als deterministische Größe interpretiert und die inhärenten Unsicherheiten in den beiden Begriffen außer Acht gelassen.

Der in dieser Arbeit verfolgte Ansatz zielt auf die Entwicklung eines Instruments zur Risikoeinschätzung im Umfeld der Energieversorgung am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes. Hierzu werden die in der Finanz- und Versicherungswirtschaft bereits vorhandene Verfahren aufgegriffen und auf ihre Konformität mit der gestellten Aufgabe untersucht. Von besonderem Interessen sind in diesem Zusammenhang die Verfahren zur Messung eines Value-at-Risk, die in den Finanz- und Versicherungsbranchen eine breite Verwendung finden. Generell werden in solchen Verfahren die Finanzportfolien auf Risiken untersucht und ein Risikowert berechnet, der mit einem Sicherheitsniveau zusammen den größtmöglichen Verlust in der betrachteten Zeitperiode erleiden könnte. Der Wert gibt das Risikoausmaß einer Investition an und wird "Value-at-Risk" bezeichnet. Hier wird der größtmögliche Informationsgehalt über die Risikofaktoren in einer komprimierten Form zu einem Risikoindex zusammengefasst. Andererseits setzen die Verfahren auf klare Risikomodelle, die in der Regel für den Einsatz in den Aktienmärkten mit umfangreichen Datenbeständen optimiert worden sind. Im Zusammenhang mit den operativen Risiken im Asset Management der Energieversorgung müssen diese Modelle modifiziert werden, um mit dem spärlichen Datenbestand fertig zu werden. Dafür wird ein Verfahren eingesetzt, das in der Versicherungsmathematik unter dem Namen "Loss Distribution Approach" bekannt ist. Dieses Verfahren stellt sich der Herausforderung, mit volatilen Datenbestand und unsymmetrischen Verteilungen der Risikofaktoren als Eingangsparameter über simulativen oder analytischen Ansatz für eine definierte Risikogruppe und Periodendauer eine Gesamtschadensverteilung abzuleiten. Im Rahmen des simulativen Ansatzes wird dabei die bekannte und schnell zu implementierende Monte-Carlo-Simulation eingesetzt. Der analytische Ansatz bedient sich dabei der Fast-Fourier-Analyse. Beide Verfahren werden in der Arbeit auf ihre Einsetzbarkeit im Umfeld des Asset Managements der Energieversorgungsnetze analysiert, für den praktischen Ansatz modifiziert und am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes eingesetzt. Die Ergebnisse der Berechnung sind die Gesamtschadensprognosen, die aus den Ausfällen definierter Betriebsmittelgruppen und unter Einbeziehung aller möglichen Risikotreiber resultieren. Zum Abschluss der Arbeit werden die Ergebnisse ausführlich diskutiert und weiterführende Forschungen eingeleitet.

Abstract

The electrical power supply is immensely important in the today's high-tech economy. The contribution of electricity is present in each member of value added chain and cannot be replaced. Specifically looking at network operators as a link between energy sales and the energy generation, the latest market developments lead to a higher cost pressure across the network operator.

The business of the operator consists in maintenance of power grid assets and is therefore very capital-intensive. They are confronted with an upper bounded price borders and must exploit their potential in optimization of the operational processes and optimization of the maintenance activities. This leads to the reduction of expenditure on the maintenance and reinvestment costs of the equipment and on the other side to the deterioration of the system availability. Modern maintenance management should weigh between savings and risks, and coordinate all maintenance activities, taking into account the consequences of failures.

All business activities are in principle subject to risks. These risks influence the achievement and endanger the ground substance of the company on the one hand and open new opportunities on the other hand as inherent part of business actions. This is the principle of every business. It is the task of a good management in a timely manner to identify risks and to minimize action.

The investment decisions in the energy supply were not affected by the risk analysis and risk management because of the monopoly situation in the past. By the changed market situation, it is now necessary to react as soon as possible to the new market developments and to integrate such criteria as efficiency and competitiveness in the business principles of a modern energy operator. The right handling with risks belongs to this task irrevocably. Particularly the medium-voltage grid operators benefit from optimized risk management. The reasons for this lie in the number of resources in distribution networks, which require a high capital investment. So, the reinvestment value of German medium voltage grids was estimated to be around 20 billion Euros.

Risk is a commonly used term in the science, politics and other social areas. Due to its high penetration and its use in different contexts, there is no uniform definition which could cover all aspects at the same time. In the context of electrical power systems, often is spoken by the risk as the product of the probability and the consequence of the failure of one or more components. In contrast to the enterprise-wide risk management system, which is described in the law on control and transparency (KonTraG), associates the risk management of power systems the evaluation of consequences on system reliability and severity of failures in components. It is the task of asset managers to identify, to quantify and if necessary to minimize the risk by appropriate risk management.

The analysis of existing methods for risk evaluation in the field of energy distribution networks has clarified that the current state of the art has some shortcomings. In the most approaches the risk is described as the product of the likelihood and consequence of failures, the concrete assessment approaches are not defined. The problems start already at the estimation of reliability indicators. Here the relia-

bility characteristics of individual assets are putted in the calculation as location parameters. A major disadvantage of such methodology stems from the fact that it is only the averaged values of the risk and disregards the rest of the distribution. In fact the variance and the confidence interval play an important role by risk evaluation. In this way, probability and consequence often interpreted as deterministic measures and disregard the inherent uncertainties in this way. The approach followed in this work is aimed at the development of an instrument for risk assessment in the context of energy supply on example of a medium voltage network. In course of this task in the financial and insurance industry already existing procedures are examined. Of particular interest, the method used to measure a Value-at-Risk, which found a wide application in the financial and insurance industries is analyzed in this context. Generally such procedures are applied for risk evaluation of financial portfolios. The procedures give the greatest loss of portfolio value in the considered time period with an appropriated level confidence. The method indicates the risk level of an investment and is referred to as "Value-at-Risk". Here, the maximum amount of information about the risk is summarized in a compressed form to a just one index. On the other hand, the procedures set to clear risk models that have been optimized for use in the stock markets with extensive amount of data. In connection with the operational risks in asset management of power systems, these models have to be modified to deal with the sparse data. For this a procedure is used, which is actual known in insurance mathematics under the name "loss distribution approach". This procedure takes up the challenge to derive an overall damage distribution with a volatile data and unbalanced distribution of risk factors as input parameters on simulative or analytical approach. The well-known and fast-to-implement Monte Carlo simulation is used in the simulative approach. The analytical approach makes use of the Fast Fourier Analysis. Both approaches are analyzed in the work on applicability in the field of asset management of power systems, modified for practical approach and used on example of a medium voltage network. The results of the calculation are the total damage forecasts resulting from the failures of defined groups of assets and involving all possible risk drivers. At the end of the work, the results discussed and the further researches are initiated.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	viii
Abbildungsverzeichnis	xi
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	xii
Symbolverzeichnis	xiv
1 Einleitung	1
1.1 Allgemeines Umfeld der Energieversorgungssysteme	1
1.2 Motivation für Risikomanagement im Betrieb der Energieversorgungsnetze	2
1.3 Ziele und Aufbau der Arbeit	3
2 Problemanalyse	7
2.1 Asset Management	7
2.1.1 Asset Management-Prozess in der Unternehmensorganisation	8
2.2 Instandhaltung von Energieversorgungsnetzen	9
2.2.1 Instandhaltungsmaßnahmen	10
2.2.2 Instandhaltungsstrategien	11
2.2.3 Zusammenfassung und Vergleich verschiedener Instandhaltungsstrategien .	17
2.3 Entwicklungsstand des risikoorientierten Asset Managements	19
2.4 Entwicklungsbedarf des risikoorientierten Asset Managements	22
3 Allgemeine Grundbegriffe und Modelle in der Stochastik	25
3.1 Grundbegriffe der Statistik	25
3.2 Verarbeitung der statistischen Daten	26
3.2.1 Maßzahlen der Datenlage	27
3.2.2 Maßzahlen der Datenstreuung	29
3.3 Grundbegriffe der Wahrscheinlichkeitstheorie	30
3.3.1 Wahrscheinlichkeitsraum	30
3.3.2 Bedingte Wahrscheinlichkeit, Bayessche Formel und Unabhängigkeit	32
3.4 Zufallsvariablen und ihre Verteilungen	33
3.4.1 Parameterschätzungen	35

3.4.2	Konfidenzintervalle	39
3.5	Ausgewählte Verteilungen und die Schätzparameter	40
3.5.1	Die stetige Verteilungen der Zufallsvariablen	41
3.5.2	Die diskreten Verteilungen der Zufallsvariablen	46
4	Risiko und Risikomanagement	51
4.1	Allgemeiner Risikobegriff	51
4.2	Risikomanagement	54
4.3	Risikobewertungsverfahren in Banken und Versicherungen	56
4.3.1	Value-at-Risk (VaR)	57
4.3.2	Marktrisiken mit Value-at-Risk	60
4.3.3	Kreditrisiken mit Value-at-Risk	62
4.3.4	Operationale Risiken mit Value-at-Risk	63
4.4	Risiko als Element der Instandhaltung	65
4.4.1	Störungen in den Energieversorgungsnetzen	66
4.4.2	Ausfallschäden	68
4.5	Risikoorientiertes Asset Management der Versorgungsnetze	69
4.6	Entscheidungstheoretische Betrachtung von Risiko	70
5	Gesamtverlustberechnung für Assets in Energieversorgungsnetzen	75
5.1	Prämissen zur Risikomessung mittels Value-at-Risk in technischen Systemen	75
5.2	Vorstellung des Verlustverteilungsansatzes	77
5.2.1	Grundannahmen und Grundmodell des LDA	79
5.3	Selektion der Daten für die Risikokalkulation	80
5.3.1	Kategorisierung der Risikoereignisse	81
5.3.2	Berechnung der Störungshäufigkeit	84
5.3.3	Berechnung der Schadenshöhe	92
5.3.4	Approximation der Schadenhöhenverteilungen	97
5.4	Ableitung der Gesamtrisikoverteilung	98
5.4.1	Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung mittels Monte-Carlo Simulation.	101
5.4.2	Analytisches Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung .	102
5.4.3	Verteilungsunabhängiges Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung.	105
6	Berechnung der Risikokennzahlen im Umfeld eines städtischen Verteilungsnetzes	107
6.1	Beschreibung der Betriebsmittelstruktur und Netztopologie	107
6.2	Zuverlässigkeitsberechnung für das betrachtete Netz	112
6.2.1	Zuverlässigkeitsmodell	112

6.2.2	Zuverlässigkeitsberechnung	115
6.3	Risikokalkulation nach dem Gesamtschadensverteilungsverfahren	118
6.3.1	Approximation der stochastischen Verteilungen (Inferenzprozedur)	119
6.3.2	Abbildung der Risikofaktoren auf den Gesamtschaden (Mappingprozedur)	127
6.3.3	Ableitung der Gesamtschadenverteilung (Transformationsprozedur)	129
6.4	Vergleich der Ergebnisse der beiden Verfahren	135
6.5	Sensitivitätsanalyse der Risikofaktoren	136
7	Zusammenfassung und Ausblick auf weitere Forschungsschritte	143
	Literaturverzeichnis	153
A	Anhang	155
A.1	Ergebnisse für betrachteten Betriebsmittel	155
A.1.1	Berechnungsergebnisse für Umspannwerk:	155
A.1.2	Berechnungsergebnisse für ONS Transformator	155
A.1.3	Berechnungsergebnisse für Ortsnetzstationen:	155
A.2	Diskretisierung mit äquidistanten Stützstellen, konstante Dispersion.	164
B	Wissenschaftlicher Werdegang	167
B.1	Persönliche Daten	167
B.2	Studium und Ausbildung	167
B.3	Publikationen	168
C	Betreute Diplom-, Master- und Studienarbeiten	169

Tabellenverzeichnis

4.1	Risikobewertungsverfahren in Kreditinstituten [104].	56
4.2	Ergebnismatrix bei Risiko	73
5.1	Schadensarten und Beispiele der Schäden.	92
5.2	Wertangaben für k_p , k_w und P_a [63]	94
5.3	Mindestanforderungen an die Zuverlässigkeit nach [19]	95
5.4	Zusammenfassung der Schadenskosten.	97
6.1	Technische Daten vom untersuchten Netz	112
6.2	Ausfallmodelle und Kenngrößen der Komponenten	114
6.3	Risikoparameter ausgefallene Leistung	121
6.4	Risikoparameter Dauer des Ausfalls	123
6.5	Risikoparameter Kosten der Reparaturmaßnahmen	124
6.6	Störungshäufigkeiten \tilde{h} der Betriebsmittel im betrachteten Mittelspannungsnetz .	126
6.7	Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation für Betriebsmittel des Netzes nach Abb. 6.1.	133
6.8	Ergebnisse der Berechnung von FFT für Betriebsmittel des Netzes nach Abb. 6.1. .	134

Abbildungsverzeichnis

2.1	Pyramide des Asset Management Prozesses nach [3].	8
2.2	Ereignisorientierte Instandhaltung [97]	12
2.3	Zeitorientierte Instandhaltung	13
2.4	Zustandsorientierte Instandhaltung	14
2.5	Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung [9]	16
2.6	Klassifizierung der Instandhaltungsstrategie	18
3.1	Merkmalstypen der statistischen Daten.	26
3.2	a) Histogramm der absoluten Häufigkeit. b) Summenhäufigkeit und empirische Verteilungsfunktion (gestrichelt).	27
3.3	Dichtefunktionen der Normalverteilung.	42
3.4	Verteilungsfunktionen der Normalverteilung.	42
3.5	Dichtefunktion der Lognormalverteilung $LogN(1; 0, 5)$	44
3.6	Verteilungsfunktion der Lognormalverteilung $LogN(1; 0, 5)$	44
3.7	Dichtefunktion der Weibullverteilung.	46
3.8	Verteilungsfunktion der Weibullverteilung.	46
3.9	Dichtefunktion der Binomialverteilung $Bin(0, 5; 20)$	48
3.10	Verteilungsfunktion der Binomialverteilung $Bin(0, 5; 20)$	48
3.11	Dichtefunktion der Poissonverteilung $Poiss(5)$	50
3.12	Verteilungsfunktion der Poissonverteilung $Poiss(5)$	50
4.1	Naturwissenschaftliche Interpretation von Risiko.	54
4.2	Risikomanagementprozess nach [61].	55
4.3	VaR zum Konfidenzniveau von 90% ($\alpha = 10\%$) auf der kumulativen Normalverteilung.	58
4.4	Schritte zur Messung von VaR.	59
4.5	Prozeß der Value-at-Risk-Berechnung nach [53].	61
4.6	Abgrenzung der Fehlerorte nach [99].	67
4.7	Basiselemente des Entscheidungsmodells.	72
5.1	Reparaturkosten Histogramm und lognormale Verteilungsdichtefunktion in TEuro.	76

5.2	Rel. Störungshäufigkeit der Druckluftleistungsschalter mit dem Konfidenzintervall 90% nach [30].	77
5.3	Ablaufschema der Berechnung von Risiken nach LDA.	80
5.4	Risikoeinteilung.	84
5.5	Betriebszustände einer Systemkomponente	85
5.6	Badewannen-Ausfallmodell der Betriebsmittel.	87
5.7	Bereich der Ausfallratenfunktion der für die Risikoanalyse von Interesse ist. . . .	88
5.8	Approximation der zeitabhängigen Ausfallrate durch eine Gerade an t_0	89
5.9	Arbeitsbezogene Ausfallkosten der Versorgungsunterbrechungen nach [63]	94
5.10	Ermittlung des Gesamtrisikos durch Monte-Carlo-Simulation i.A.[95].	102
5.11	Algorithmus zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung mit Fast Fourier Transformation (FFT).	105
6.1	Netztopologie vom städtischen Energieversorgungsnetz.	108
6.2	Länge der Kabel nach Kabeltypen (in km).	110
6.3	Typischer Aufbau von Netzstationen.	111
6.4	Absolute Häufigkeit und relative Summenhäufigkeit der Kunden pro Station im betrachteten Netz.	112
6.5	Ablauf der Risikokalkulation nach dem Einzelkostenverfahren	118
6.6	Ergebnisse der Risikokalkulation für Kabel (Ausschnitt).	119
6.7	Flussdiagramm der Approximation der stochastischen Verteilungen von Risikoparametern	120
6.8	Approximation der unterbrochenen Leistung in MW für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogen absolute Häufigkeit, strichpunktiert approximierte parametrische Verteilung). . .	121
6.9	Approximation der Ausfalldauer in Stunden (h) für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogen absolute Häufigkeit, strichpunktiert approximierte parametrische Verteilung). . .	122
6.10	Approximation der Reparaturkosten in Euro für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogen absolute Häufigkeit, strichpunktiert approximierte parametrische Verteilung).	124
6.11	Störungshäufigkeiten der Kabel in der Mittelspannungsebene	125
6.12	Ableitung von Störungshäufigkeit der Betriebsmittel in Mittelspannungsebene. .	127
6.13	Approximation von Störungshäufigkeitsverteilungen der Betriebsmittel in MS Netz	128
6.14	Flussdiagramm der eingesetzten Monte-Carlo-Methode	130
6.15	Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für ausgefallenen Leistung der Kabel	131
6.16	Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Ausfalldauer der Kabel . .	131

6.17	Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Reparaturkosten der Kabel	132
6.18	Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Schadenshäufigkeit der Kabel	132
6.19	Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation für Betriebsmittel Kabel	133
6.20	Ablauf der analytischen Berechnung von Gesamtschadensverteilung mittels FFT	134
6.21	Ergebnisse der FFT Berechnung für Betriebsmittel Kabel	135
6.22	Vergleich der Ergebnisse von Monte-Carlo Simulation und Fast Fourier Analyse .	136
6.23	Vergleich der FFT-Analyse mit Monte-Carlo Simulation anhand VaR_{95}	137
6.24	Vergleich der FFT-Analyse mit Monte-Carlo Simulation anhand VaR_{99}	137
6.25	Optimale Instandhaltungsausgaben in Bezug auf die Risikokosten bei VaR 95 am Beispiel des Leistungsschalters [88].	138
6.26	Sensitivitätsanalyse papierisolierten Kabel mittels FFT der Risikofaktoren anhand von VaR_{95}	139
6.27	Sensitivitätsanalyse papierisolierten Kabel mittels Monte-Carlo der Risikofaktoren anhand von VaR_{95}	140
6.28	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die ONS Transformatoren.	140
6.29	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Ortsnetzstationen.	141
6.30	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Leistungsschalter und Trennschalter im Umspannwerk.	141
A.1	Approximation der maximaler Ausfallleistung	155
A.2	Approximation der maximaler Ausfalldauer	156
A.3	Approximation der Reparaturkosten Umspannwerk	156
A.4	Approximation der Störungshäufigkeit	157
A.5	Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation	157
A.6	Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse	158
A.7	Approximation der maximalen Ausfallleistung	158
A.8	Approximation der maximalen Ausfalldauer	159
A.9	Approximation der Reparaturkosten Ortsnetztransformator	159
A.10	Approximation der Störungshäufigkeit	160
A.11	Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation	160
A.12	Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse	161
A.13	Approximation der maximale Ausfallleistung	161
A.14	Approximation der maximale Ausfalldauer	162
A.15	Approximation der Reparaturkosten Ortsnetzstation	162
A.16	Approximation der Störungshäufigkeit	163
A.17	Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation	163
A.18	Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse	164

Abkürzungsverzeichnis

CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Electriques
CBM	Condition Based maintenance
CoF	Consequence of Failure
DIN	Deutsche Industrienorm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFT	Fast Fourier Transformation
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
FL	Freileitung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IH	Instandhaltung
KB	Kabel
KonTraG	Gesetz zu Kontrolle und Transparenz
LDA	Loss Distribution Approach
LS	Leistungsschalter
LST	Lasttrennschalter
MCS	Monte Carlo Simulation
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ONS	Ortsnetzstation
OpVaR	Operational Value-at-Risk
PE	Polyethylen
PoF	Probability of Failure
RCM	Reliability Centered Maintenance

RIMAP	Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry
ROM	Risk Oriented Maintenance
SA	Schaltanlage
SS	Sammelschiene
TBM	Time Based Maintenance
TF	Transformator
TR	Trennschalter
VaR	Value-at-Risk
VDN	Verband der Netzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen

Symbolverzeichnis

t	Zeitperiode
$\mathbf{P(A)}$	Wahrscheinlichkeit für Menge der Zufallsvariablen A
$P(X)$	Wahrscheinlichkeit für Zufallsvariable X
$Var(x)$	Varianz von x
$E(x)$	Erwartungswert von x
$N()$	Normalverteilte Wahrscheinlichkeitsfunktion
$f(x)$	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
$F(x)$	Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion
$LogN()$	Lognormalverteilte Wahrscheinlichkeitsfunktion
$Weib()$	Weibullverteilte Wahrscheinlichkeitsfunktion

1 Einleitung

1.1 Allgemeines Umfeld der Energieversorgungssysteme

Die elektrische Energieversorgung spielt in der heutigen hochtechnisierten Volkswirtschaft eine wesentliche Rolle. Der Beitrag der Elektrizität ist in jedem Glied der heutigen Wertschöpfungskette vorhanden und nicht ohne weiteres zu ersetzen. Im Bericht des Deutschen Bundestages (18. Ausschuss) zur Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung wird gezeigt, dass die Folgen eines landesweiten Stromausfalls schon nach 8 Stunden katastrophale Ausmaße annehmen können. Unsere moderne Volkswirtschaft kommt binnen weniger Tage ohne zuverlässige Energieversorgung zum Erliegen [18].

Tendenziell wird sich die Abhängigkeit von der elektrischen Energieversorgung in den nächsten Jahren verdoppeln. Ein sicheres Anzeichen dafür sind die steigenden Investitionen. So belaufen sich die jährlichen Investitionen nach Einschätzung der OECD auf ca. 127 Mrd. US-\$ und werden in Jahren 2020-2030 auf ca. 241 Mrd. US-\$ anwachsen [74].

Die Entwicklung des Stromnetzgeschäfts ist dabei heute einer starken Dynamik unterworfen. Diese Dynamik wurde wesentlich von zwei in den 90er Jahren angestoßenen Prozessen vorangetrieben. Die Abspaltung der Netzinfrastuktur aus stark verflechtener Wertschöpfungskette der Energieerzeugung, Verteilung und Handels, die als Unbundling bezeichnet wird, sowie die Einführung einer branchenweiten Anreizregulierung auf den Strom und Gasmärkten, die die natürliche Monopolstellung der Netzbetreiber auf vorgeschriebene Obererlöse begrenzen soll. Das übergeordnete Ziel hierbei ist, die Liberalisierung dieser Märkte voranzutreiben und Wettbewerbsfähigkeit einzelner Teilnehmer zu steigern.

Der Effekt dieser Prozesse trifft überwiegend auf die Marktteilnehmer zu, die sich auf substituierbaren Teilen der Wertschöpfungskette befinden und deren Produkte durch die der Konkurrenz leicht ersetzt werden können. Die Energieerzeugung ist ein gutes Beispiel dafür. Hier drängen neue Technologien die Alten ab und schaffen dabei eine gute Marktsituation für die Endverbraucher.

Betrachtet man nun speziell den Netzbetrieb als Bindeglied zwischen Absatz und Erzeugung der Energie, so führt diese an sich positive Entwicklung allerdings zu einem erhöhten Kostendruck auf Seiten der Netzbetreiber. In diesem Bereich herrscht keine klassische Wettbewerbssituation und die Regulierung ist einem zentralen Überwachungsorgan überlassen. Die von diesem Organ (in Deutschland Bundesnetzagentur) vorgeschriebene Erlösobergrenze soll zu einer

durch die Ausgabenreduktion vorangetriebenen Erhöhung der Effizienz der Geschäftsabläufe beitragen.

Diese Eingriffe in das Marktgeschehen sind durch die Situation des natürlichen Netzmonopols notwendig. Die Geschäftstätigkeit der Netzbetreiber besteht in der Unterhaltung der Netzanlagen und ist aus diesem Grund sehr kapitalintensiv. Sie sehen sich einer nach oben festgesetzten Netzerlöse gegenüber und müssen ihre Potenziale neben der Prozessoptimierung, in der Optimierung der Instandhaltungsaktivitäten der Anlagen ausschöpfen. De facto mündet dies in der Reduktion der Ausgaben für die Instandhaltung und Erneuerung der Anlagen, was wiederum zur Verschlechterung der Anlagenverfügbarkeit führt. Modernes Instandhaltungsmanagement soll daher zwischen Einsparungen und Risiken abwägen und alle Instandhaltungsaktivitäten unter Berücksichtigung der damit verbundenen Konsequenzen koordinieren.

1.2 Motivation für Risikomanagement im Betrieb der Energieversorgungsnetze

Die Frage bleibt dennoch offen, warum ausgerechnet Risikomanagement eine Lösung für Optimierung und Effizienzsteigerung sein soll. Nicht zuletzt hängt es schließlich davon ab, worin die Gründe für den schnellen Einzug des Risikomanagements im Bereich der elektrischen Energieversorgung liegen und wie es im Rahmen des Asset Managements integriert werden kann.

Alle unternehmerischen Tätigkeiten sind grundsätzlich Risiken unterworfen. Diese Risiken beeinflussen die Zielerreichung und gefährden die Grundsatzsubstanz eines Unternehmens einerseits, auf der anderen Seite werden dadurch neue Chancen eröffnet. Dies ist der Grundsatz jedes Unternehmertums. Für ein gutes Management gilt es die Risiken rechtzeitig zu erkennen und gegebenenfalls durch die entsprechende Maßnahmen zu minimieren.

Tatsächlich verbirgt sich hinter dem Risikomanagement auch die Ausnutzung der Potenziale und Chancen, um einen Vorsprung in der Wettbewerbssituation zu erreichen. Das Risikomanagement ist nicht bloß ein unerwünschtes Nebenprodukt, sondern ein Bestandteil des unternehmerischen Handelns und damit ein wichtiger Erfolgsfaktor der global agierenden Unternehmen.

Die Investitionsentscheidungen in der Energieversorgung wurden bislang von der Risikoanalyse und Risikomanagement durch die Monopolsituation nicht betroffen. Durch die geänderte Marktsituation gilt es nun auf den neuen Trend schnellstmöglich zu reagieren und solchen Kriterien wie Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit fest in die Unternehmensgrundsätze eines modernen Energienetzbetreibers zu integrieren. Der richtige Umgang mit Risiken gehört unwiderruflich dazu.

Fest steht, dass die konsequente Nutzung von Asset Management einen effizienten Ressourceneinsatz und schlanke Organisationsstruktur ermöglicht. Die Vorteile sind insbesondere für die Netzbetreiber auf der Mittelspannungsebene von großer Bedeutung. Gründe dafür liegen in der Anzahl der Betriebsmittel in Verteilungsnetzen, die einen hohen Kapitaleinsatz erfordern. So wurde der Wiederbeschaffungswert deutscher Mittelspannungsnetze auf ca. 20 Mrd.

Euro geschätzt [35]. Diese Zahl verdeutlicht zum einen den entscheidenden Einfluss der Verteilungsnetze auf Kosten und Qualität der Energieversorgung, zum anderen zeigt sie das hohe Potential für Kosteneinsparungen, die durch einen optimierten Kapitaleinsatz erschlossen werden kann. Eine der zentralen Bedeutungen wird in dieser Arbeit der optimierten Gestaltung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen zugewiesen. Dazu gehört auch der richtige Umgang mit daraus resultierenden Risiken.

1.3 Ziele und Aufbau der Arbeit

Risiko ist sowohl in der allgemeinen Umgangssprache, als auch in der Wissenschaft, Politik und anderen gesellschaftlichen Bereichen, ein häufig verwendeter Begriff. Durch seinen hohen Verbreitungsgrad und dessen Verwendung in unterschiedlichen Kontexten, gibt es keine einheitliche Definition, die alle Facetten gleichzeitig abdecken könnte. Im Kontext mit Energieversorgungssystemen wird oft von dem Risiko als Produkt aus der Wahrscheinlichkeit und der Konsequenz des Ausfalls eines oder mehrerer Komponenten gesprochen. Im Unterschied zum unternehmensweiten Risikomanagementsystem, der z.B. im Gesetz zu Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) beschrieben wird und wo es um die existenzbedrohenden Risiken in einem Unternehmen geht, spricht man in Zusammenhang mit einem Risikomanagementsystem in der Energieversorgung über die Bewertung der Versorgungsausfälle und damit verbundenen, mehr oder weniger schwerwiegenden, Konsequenzen. Es ist in der Regel die Aufgabe des Asset Managers mit einem passendem Managementsystem die Ausfallrisiken zu identifizieren, zu quantifizieren und falls nötig zu minimieren.

Wie erfasst man nun die Risiken in einem hochtechnisierten und weitentwickelten System wie dem Energieversorgungsnetz. Die Schwierigkeiten fangen schon beim unsicheren Datenbestand an. Diese Unsicherheiten werden in der Regel in Form von Wahrscheinlichkeitsverteilungen ausgedrückt. Für eine effektive Risikobewertung sollen diese Unsicherheiten bei der Berechnung berücksichtigt werden. Hier zeichnet sich allerdings eine gewisse Diskrepanz zwischen den wissenschaftlichen Ansätzen zur Messung der Unsicherheiten und der in der Praxis angewandten Methoden. Die meisten Methoden des risikoorientierten Instandhaltungsmanagements greifen bei der Risikobewertung auf die Erwartungswerte, die allerdings nur ein Teil der Konsequenz abbilden und keine Aussagen über die Unsicherheiten in den Datenbeständen machen.

Der Trend zu einem qualifizierten Risikomanagement hat anfangs im Energiehandel den Einzug gefunden. Hier hat sich eins aus der Finanzwirtschaft stammendes Verfahren zur Risikobewertung, das sogenannte Value-at-Risk Verfahren etabliert. Im Unterschied zu den üblichen Verfahren zur Bewertung der Risiken greift dieses Verfahren nicht auch die erwartete Konsequenz, sondern misst den innerhalb eines Zeitraumes mit einem festgelegten Sicherheitsniveau erwarteten maximalen Schaden. Hierbei bildet das Sicherheitsniveau die Rückkopplung zu der zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung. Solche Verfahren werden in Finanz-

und Versicherungsbranchen seit mehr als 40 Jahren eingesetzt sowie laufend modifiziert und optimiert.

Die Analyse der vorhandenen Methoden zur Zuverlässigkeitsberechnung im Umfeld von Energieversorgungsnetzen hat verdeutlicht, dass der aktuelle Stand der Technik einige Defizite aufweist. In den meisten Verfahren wird das Risiko zwar als Produkt aus der Wahrscheinlichkeit und Konsequenz aufgefasst, die konkrete Bewertung lässt aber viele Facetten dieser ziemlich allgemeinen Definition offen. Die Schwierigkeiten fangen schon bei der Abschätzung der Zuverlässigkeitskennzahlen eines Netzes an. Hier werden die Zuverlässigkeitscharakteristiken der einzelnen Betriebsmittel als Lageparameter zur Abschätzung der Netzverfügbarkeit eingesetzt. Ein großer Nachteil solcher Methodik ergibt sich aus der Tatsache, dass dies in den meisten Fällen nur den mittleren Wert des Risikos abbildet und den Rest der Verteilung außer Acht lässt. Dabei spielen gerade die Streuungsparameter und der Konfidenzintervall, in dem der wahre Wert liegen kann, zur Ermittlung des Risikos eine große Rolle. Auf diese Art und Weise werden die Wahrscheinlichkeit und die Konsequenz oft als deterministische Größen interpretiert und die inhärenten Unsicherheiten in den beiden Begriffen außer Acht gelassen.

Die vorliegende Arbeit zielt in diesem Zusammenhang auf die Entwicklung eines Instruments zur Risikomessung im Umfeld der Energieversorgungsnetze. Hierzu werden die in der Finanz- und Versicherungswirtschaft bereits vorhandene Verfahren aufgegriffen und näher betrachtet. Diese Verfahren sollen auf die Übertragbarkeit auf das Asset Management des technischen Systems analysiert werden. Die notwendigen Modifikationen für die Umsetzung der Verfahren im Asset Management der Energieversorgungssysteme sollen beschrieben werden. Von besonderem Interessen sind in diesem Zusammenhang die Verfahren zur Messung eines Value-at-Risk, die in der Finanz- und Versicherungsbranchen eine breite Verwendung finden. Generell werden in solchen Verfahren die Finanzportfolien auf die Risiken untersucht und ein Risikowert berechnet, der mit einem Sicherheitsniveau zusammen den größtmöglichen Verlust dieser Finanztitel in der betrachteten Zeitperiode erleiden könnte. Der Wert gibt das Risikoausmaß einer Investition an und wird "Value-at-Risk" bezeichnet. Diese Arbeit setzt diese Berechnungsmethodik auf das Portfolio eines Energieversorgungssystems um, wobei unter dem Portfolio die Werterhaltung des technischen Systems inklusive Qualität, Kosten und Risiken zu verstehen ist.

Das zweite Kapitel der Arbeit beschäftigt sich deswegen ausschließlich mit der Problemanalyse aus der Sicht eines Asset Managements in der Energieversorgung. Hier werden die Aufgaben, Prozesse und Organisationsstrukturen des Asset Managements beschrieben. Die wichtigste Aufgabe in Zusammenhang mit Risikomanagement ist die Implementierung eines Instandhaltungs- und Erneuerungssystems, das der gesetzten Strategie gerecht werden kann. Im Lauf der letzten Jahre wurden auf diesem Gebiet zahlreiche Forschungen getrieben und unterschiedlichste Methoden entwickelt. Hier geht man schwerpunktmäßig auf die risikoorientierte Instandhaltungsstrategie ein, um anhand des verbleibenden Entwicklungsbedarfs eine Überleitung auf die Hauptkapitel der Arbeit zu schaffen.

Bevor es dann zur Beschreibung des Risikobewertungsverfahrens allgemein, sowie der speziellen Betrachtungsweisen der Risiken in Energieversorgungsnetzten kommt, werden die notwendigen mathematisch stochastische Werkzeuge und Modelle im Kapitel 3 beschrieben. Diese sollen das Verständnis der Begriffe Wahrscheinlichkeitsräume, -Variablen und -Verteilungen ermöglichen sowie das Instrumentarium für die Berechnung der Unsicherheiten darlegen.

Das nächste Kapitel beschäftigt sich mit den Definitionen und Methoden sowohl des allgemeinen Risikomanagements als auch Risikobetrachtung in der Energieversorgung im Speziellen. Hier geht es ausschließlich darum, den Umfang der Risiken zu erfassen und die Grundlagen für die Entscheidungen anhand der Risikokennzahlen zu legen.

Im Kapitel 5 geht es schließlich um die Konkretisierung der Berechnungsmethoden basierend auf dem definierten Ziel der Umsetzung des Value-at-Risk Verfahrens im Netzbetrieb und um die notwendige Modifizierung der vorhandenen Modelle. Hier greift man auf einen der Derivate der Value-at-Risk Methodik, der insbesondere in der Versicherungsmathematik einen breiten Einsatz fand, auf den Verlustverteilungsansatz (Loss Distribution Approach), um die operativen Risiken in Netzbetrieb zu berechnen. Der Grund für die Verbreitung dieses Ansatzes liegt sowohl in der guten Verständlichkeit und Kommunizierbarkeit der Risikokennzahlen als auch in der Robustheit in Bezug auf die spärlich vorhandenen Eingangsgrößen. Diese Eigenschaften machen den Verlustverteilungsansatz besonders geeignet für das Risikomanagement im Netzbetrieb. Es werden die Modelle und die Methoden vorgestellt, die zur Abschätzung der Risiken in Energieversorgungsnetzen mit Hilfe von Value-at-Risk notwendig sind. Einen besonderen Akzent soll hierbei auf die Erfassung der, aus dem spärlichen Datenbestand resultierenden Unsicherheiten, gelegt werden. Zum Abschluss des Kapitels werden dann die einzelnen Teilerkenntnisse und -ergebnisse in ein Gesamtschadensberechnungsmodell integriert und die Berechnungsmethodik detailliert beschrieben.

Zur Überprüfung auf Praxistauglichkeit der vorgestellten Methode wird im Kapitel 6 die Risikoschätzung im Umfeld eines realen städtischen Mittelspannungsnetzes durchgeführt. Nach der Vorstellung der Netzstruktur und der Spezifizierung der Netzkomponenten wird die entwickelte Methodik auf die Teile des Netzes angewandt und das wirtschaftliche Risiko berechnet.

Den Abschluss der Arbeit bildet eine im Kapitel 7 angebotene Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse und der Ausblick auf die weiterführende Forschung.



2 Problemanalyse

2.1 Asset Management

Der englische Begriff Asset Management steht für Vermögensverwaltung oder Anlagenwirtschaft und stammt ursprünglich aus der Finanzindustrie. Unter diesem Begriff verbirgt sich nach Gabler Wirtschaftslexikon, der Teil der betriebswirtschaftlichen Tätigkeit, der sich mit der Bestands- und Werterhaltung von Anlagen, deren Leistungsbereitschaft und -fähigkeit befasst. Eine starke Entwicklung erfuhr Asset Management durch Wertpapierhandel. Die Wertpapiere sind dabei als Investition zu sehen. In diesem Zusammenhang beschäftigt sich Asset Management mit der Optimierung von Investitionen in Bezug auf Ertrag und Risiko. Diese Entwicklung des Asset Managements wird seit den 40er Jahren stark von der wissenschaftlichen Seite untersucht. Im Zuge dieser Untersuchungen entstanden viele mathematische Modelle zur Portfolio- und Portfolio-Risiko-Optimierung (siehe Portfolio Theorie, aktives und passives Portfoliomanagement u.v.m. [45]).

Kommt man nun zurück zum Begriff Asset Management aus der Sicht der Energiewirtschaft, so stellt man fest, dass es hier überwiegend um das Management des Anlagevermögens zur Gewährleistung einer flächendeckenden Energieversorgung geht. Die Anlagen, auch Assets genannt, sind Betriebsmittel wie beispielsweise Transformatoren, Schaltanlagen und Leitungen, die einerseits maßgebend die Zuverlässigkeit der Versorgung beeinflussen, andererseits Umwelt- und Verschleißeinflüssen ausgesetzt sind. Dabei sind unter anderem Unterschiede in Typ, Leistung, technischer Entwicklung oder Nutzungsdauer gegeben. In diesem Zusammenhang muss ein Energieversorgungsunternehmen dafür Sorge tragen, dass die Betriebsmittel durch Wartung, Reparatur oder Ersatz weiterhin die ausreichende Leistungsfähigkeit erbringen. Dabei darf der wirtschaftliche Aspekt, nämlich die entstehenden Kosten, nicht außer Acht gelassen werden. Mit Hilfe geeigneter Instandhaltungsstrategie muss die richtige Verfahrensweise für unterschiedliche Betriebsmitteltypen ausgewählt werden. Dies fällt in den Aufgabenbereich des Asset Managements.

Nach CIGRE [23] wird das Aufgabenfeld des Asset Managements im Energieversorgungsbereich folgendermaßen beschrieben: "The Asset Management of Transmission and Distribution business operating in an electricity market involves the centralisation of key decision making in the network business to maximise long term profits, whilst delivering high service levels, with acceptable and manageable risks."

Asset Management beinhaltet also die Zentralisierung der Informations- und Entscheidungsabläufe nicht nur bezüglich der technischen Qualität des Systems, sondern auch aus der betriebswirtschaftlichen Sicht. Die strategischen Entscheidungen orientieren sich dabei an der Optimierung des Verhältnisses zwischen der Versorgungsqualität und Wirtschaftlichkeit.

2.1.1 Asset Management-Prozess in der Unternehmensorganisation

Die Auswahl einer optimalen Asset-Strategie ist von zentraler Bedeutung und Wichtigkeit für Asset Management. An solch einem Entscheidungsprozess sind drei Gruppen beteiligt: Asset Owner, Asset Manager und Service Provider. Sie haben unterschiedliche Interessen und Aufgaben und stellen die Basis für ein dreiteiliges Rollenmodell dar. Eine Übersicht über die organisatorische Stellung und die Aufgaben des Asset Managements ist in der Abbildung 2.1 dargestellt und wird ausführlich in [3] beschrieben. An dieser Stelle soll eine kurze Zusammenfassung dieses Modells wiedergegeben werden.

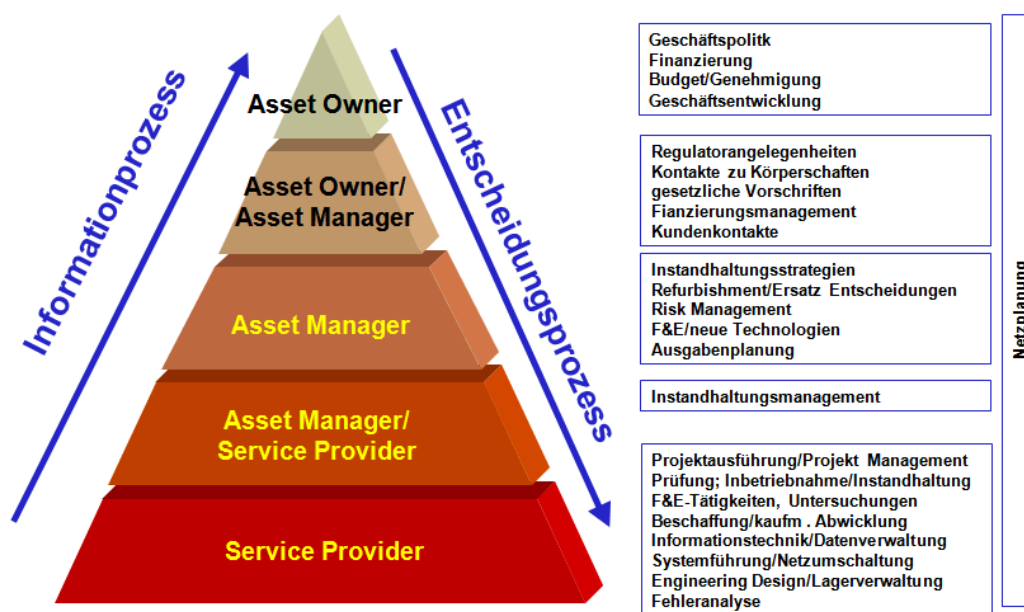


Abbildung 2.1.: Pyramide des Asset Management Prozesses nach [3].

Der Asset Owner repräsentiert den Anlageneigentümer. Er trifft die Kernentscheidungen und trägt somit die Verantwortung für die strategische Ausrichtung des Unternehmens und die Finanzierung. Des Weiteren ist er für die Refinanzierung und damit für die Erlöse aus dem Kerngeschäft zuständig. Allgemeiner Geschäftsablauf wird dabei von ihm an den Asset Manager delegiert. Der Asset Owner agiert folglich als Auftraggeber des Asset Managers.

Der Asset Manager fungiert als Anlagenverwalter. Er ist an die Vorgaben des Asset Owners gebunden und muss die vorgegebenen Refinanzierungsstrategien in betriebliche Entscheidungen umsetzen. Die Aufgaben des Asset Managers bestehen aus der Planung und Freigabe von Investitionen, der Netzrestrukturierung und der Instandhaltungsoptimierung. Hierzu müssen

Informationen über die einzelne Assets zusammengetragen und eine Risikobewertung durchgeführt werden. Auch dies fällt in den Aufgabenbereich des Asset Managers. Für die operative Umsetzung der von ihm getroffenen Maßnahmen beauftragt er den Service Provider.

Die eigentliche Arbeit an den Betriebsmitteln wird schließlich von dem Service Provider ausgeführt. Der Service Provider übernimmt demzufolge den Dienstleistungsservice. Hierbei können zwei Gruppen differenziert werden: zum einen der Support Service Provider und zum anderen der Asset Worker. Erster beschäftigt sich mit allgemeinen Dienstleistungen wie Einkauf oder Informationstechnik. Letzter trägt die Verantwortung für betriebliche und technisch operative Abläufe. So werden die Aufgaben wie Errichtung, Bau, Anlagenerneuerung, Betrieb, Wartung und Herstellung von Neuanschlüssen von dem Asset Worker unternommen.

Sinn und Zweck der Aufteilung des Asset Managements in drei Bereiche liegt in der Trennung von Entscheidung und Handlung [10]. Entscheidungsträger sind der Asset Owner und der Asset Manager, die neben der Berücksichtigung der technischen Aspekte auch wirtschaftliche Kriterien betrachten. Der Service Provider, als der Handelnde, führt schließlich die unter technischem und wirtschaftlichem Gesichtspunkt getroffenen Maßnahmen durch.

Die veränderte Marktsituation stellte das Asset Management vor die Aufgabe, mit wenigen Ressourcen eine langfristig gesicherte Versorgungsqualität zu gewährleisten und daher die Bewirtschaftung der Netze effektiver und effizienter zu gestalten [41]. Hierbei stellt man fest, dass insbesondere in der Energieversorgung ein wesentlicher Anteil der Erlöse auf Basis installierter Anlagen erwirtschaftet wird. Die Entscheidungen zum Erhalt und Optimierung der technischen Anlagen beeinflussen daher maßgeblich den unternehmerischen Erfolg. Die Auswahl der richtigen Entscheidungen in Bezug auf die Instandhaltung ist ein wesentlicher Aspekt bei der Suche nach einem Optimum.

2.2 Instandhaltung von Energieversorgungsnetzen

Der Betrieb von Energieversorgungsnetzen beinhaltet in der Regel den Einsatz von kapitalintensiven Anlagen und Betriebsmitteln. Da die Kosten bei einem Defekt solcher Anlagenteile immens und die daraus resultierenden Energieausfälle mit mehr oder weniger schwerwiegenden Konsequenzen für ein Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, ist die Instandhaltung ein wichtiges Instrument, um die Risiken zu reduzieren [89].

Nach der DIN 31051 wird Instandhaltung als eine "Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder die Rückführung in diesen, sodass sie die geforderte Funktion erfüllen kann" definiert [26]. Eine Betrachtungseinheit im Sinne der DIN 31051 stellt dabei "jedes Teil, Bauelement, Gerät, Teilsystem, jede Funktionseinheit, jedes Betriebsmittel oder System, das für sich allein betrachtet werden kann" dar.

Im Bereich von energietechnischen Anlagen bestehen die verwendeten Betriebsmittel in der Regel aus mehreren unterschiedlichen Komponenten. Instandhaltung beschreibt deshalb alle Maßnahmen, die bei einer oder mehreren Komponenten eines Betriebsmittels, aber auch auf das ganze Betriebsmittel als Einheit, angewandt werden, mit dem Ziel, die Anlagenkapazität auf die Länge ihrer Nutzungsdauer ausgerichtet zu erhalten [30].

Grundsätzlich können mit der präventiven und der korrektiven Instandhaltung zwei verschiedene Typen der Instandhaltung bzw. von Instandhaltungsmaßnahmen unterschieden werden [66]. Die mit der Instandhaltung verfolgten Ziele sind im Grunde jedoch immer gleich und von der charakteristischen Ausprägung des Instandhaltungsobjekts unabhängig. So stehen die Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit der Betriebsmittel mit daraus resultierender Versorgungsqualität, sowie die Einhaltung genereller Sicherheitsvorgaben und -richtlinien im Vordergrund bei der Auslegung der Instandhaltungsmaßnahmen [102]. Daraus lässt sich ableiten, dass im Rahmen der Instandhaltung zum Teil zueinander konfliktäre Ziele angestrebt werden, die es erforderlich machen, die Instandhaltung nach den jeweiligen Prioritäten eines Unternehmens auszurichten [51].

2.2.1 Instandhaltungsmaßnahmen

Zur Instandhaltung gehören alle Maßnahmen, die der Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes, sowie der Bewahrung, Wiederherstellung und Verbesserung des Sollzustandes, eines Betriebsmittels dienen. Sie lässt sich dabei vollständig durch vier konkrete Grundmaßnahmen abbilden [26]:

- Inspektion
- Wartung
- Instandsetzung
- Verbesserung

Als Inspektion bezeichnet man die Feststellung des Zustandes einer Betrachtungseinheit einschließlich der Bestimmung von Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten von Konsequenzen für die künftige Nutzung. Sie schafft damit die Grundlage für die Planung und Durchführung weiterer Instandhaltungsmaßnahmen zur Verbesserung des Abnutzungsvorrates der Betrachtungseinheit, liefert Anregungen für die Beseitigung konstruktiver Schwachstellen und erlaubt Rückschlüsse auf die Wirksamkeit durchgeführter Wartungsmaßnahmen.

Als Wartung bezeichnet man alle Handlungen, mit dem Zweck, den Sollzustand technischer Mittel eines Systems zu bewahren. Nach der DIN 31051 zählen hierzu "alle Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats". Mit solchen Tätigkeiten, sol-

len störungsbedingte Ausfälle eines Objekts verhindert, sowie dessen Lebensdauer verlängert werden [86]. Die Wartung besitzt daher einen präventiven Charakter.

Alle Instandsetzungstätigkeiten folgen der Idee, den Sollzustand eines Betriebsmittels wiederherzustellen. Nach der DIN 31051 versteht man darunter "Maßnahmen zur Rückführung einer Betrachtungseinheit in den funktionsfähigen Zustand, mit Ausnahme von Verbesserungen". Dazu zählt auch der Austausch bzw. der Ersatz eines Betriebsmittels als Ganzes. Es lassen sich mit der vorbeugenden und schadensbedingten Instandsetzung zwei Ausprägungen bezüglich des Planungs- und Vorbereitungsgrades voneinander abgrenzen, die sich darin unterscheiden, ob die Instandsetzungsmaßnahme schon vor oder erst nach Eintritt einer Störung erfolgt ist [86].

Zur Verbesserung eines Betriebsmittels zählen Erweiterungs-, Vergrößerungs- und Modernisierungsmaßnahmen, aber auch Aktivitäten zur Erhöhung der Produktionsgeschwindigkeit [86]. Sie lassen sich als "Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements zur Steigerung der Funktionssicherheit einer Betrachtungseinheit, ohne die von ihr geforderte Funktion zu ändern" zusammenfassen [26].

Es werden grundsätzlich zwei Ausprägungen von Instandhaltungsmaßnahmen unterschieden, denen die vier Grundtypen Inspektion, Wartung, Instandsetzung und Verbesserung jeweils zugeordnet werden können. Präventive Instandhaltung hat zum Ziel, Störungen vorzubeugen und die Zuverlässigkeit der elektrischen Betriebsmittel zu erhalten. Dazu vereint sie alle Maßnahmen, die der Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes eines Betriebsmittels, sowie der Bewahrung des Sollzustandes dienen. Deshalb können die Wartung, die Inspektion und in vielen Fällen auch die Verbesserung von Betrachtungseinheiten, den Instandhaltungstätigkeiten mit präventivem Charakter zugeordnet werden.

Korrektiven Charakter hingegen, besitzen alle Maßnahmen, die der Wiederherstellung des Sollzustandes eines Betriebsmittels dienen. Ihnen lassen sich sowohl die vorbeugende, als auch die schadensbedingte Instandsetzung zuordnen, da sie entweder nach einer Störung am Betriebsmittel erforderlich sind oder durch Unzulänglichkeiten ausgelöst werden, die bei präventiven Instandhaltung entdeckt wurden. In der Realität ist die Abgrenzung zwischen den einzelnen Maßnahmen fließend. So werden oft im Rahmen der Inspektion kleinere Wartungs- oder Instandsetzungsaufgaben durchgeführt und im Rahmen der Instandsetzung die Betriebsmittel modernisiert. Die vorliegende Arbeit hält an der klaren Trennung der einzelnen Instandhaltungsmaßnahmen fest.

2.2.2 Instandhaltungsstrategien

Instandhaltungsstrategien regeln zu welchem Zeitpunkt welche Maßnahmen an den Instandhaltungsobjekten durchgeführt werden. Für den Einsatz der beschriebenen Maßnahmen existieren verschiedene Strategiekonzepte, die unterschiedliche Entscheidungskriterien berücksichtigen und sich in der Komplexität der Prozessführung unterscheiden [82]. Im Folgenden werden vier

Grundkonzepte beschrieben, die in der Instandhaltung angewandt werden, die risikoorientierte Instandhaltungsstrategie ist als eine Erweiterung der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung zu sehen und nicht als eigenständiges Konzept. Da aber der Gegenstand der vorliegenden Arbeit die Ableitung der Berechnungsmethode für die risikoorientierte Instandhaltung ist, wird dieser Strategie die meiste Aufmerksamkeit geschenkt.

Ereignisorientierte Instandhaltung

Der Auslöser einer ereignisorientierten Instandhaltung ist eine Störung oder Ausfall des entsprechenden Objektes. Instandhaltungsmaßnahmen werden nach dem Auslösen geplant und ausgeführt. Das bedeutet, dass auf die Wartung und Inspektion während des Lebenszyklus verzichtet wird. Die ereignisorientierte Instandhaltung wird deshalb auch als reaktive Instandhaltung bezeichnet. Abbildung 2.2 stellt die ereignisorientierte Instandhaltungsstrategie grafisch dar. Auf der Zeitachse werden dabei die Störungen oder Ausfälle als schraffierte Kreise dargestellt. Die Quadrate verdeutlichen die Instandsetzungsmaßnahmen, die zeitnah durchgeführt werden müssen.

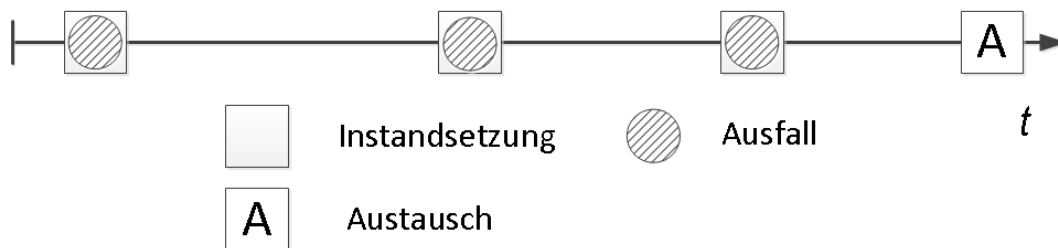


Abbildung 2.2.: Ereignisorientierte Instandhaltung [97]

Der wesentliche Vorteil der ereignisorientierten Instandhaltung ist, dass der Abnutzungsvorrat der Betriebsmittel vollständig ausgenutzt wird. Weiterhin zeichnet sich die ereignisorientierte Instandhaltung durch eine einfache Prozessführung ab, da keine zusätzlichen Informationen und Daten zu den betrachteten Betriebsmitteln benötigt werden. Durch den Verzicht auf vorbeugende Maßnahmen existiert jedoch ein erhöhtes Risikopotenzial, das insbesondere bei Anlagen, die sich am Ende ihres Abnutzungsvorrats befinden, zu Buche schlägt. Die ereignisorientierte Instandhaltung kommt bei Betriebsmitteln zum Einsatz, deren Ausfall hinsichtlich der entstehenden Kosten und den Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit gut abschätzbar und tolerierbar ist. Diese Voraussetzungen sind in der Regel für Betriebsmittel der Niederspannungsebene gegeben [94].

Die ereignisorientierte Instandhaltung kommt auch oft bei Betriebsmitteln zum Einsatz, bei denen aus technologischen oder wirtschaftlichen Gründen keine andere Instandhaltung angewandt werden kann. Ein Beispiel für solche Betriebsmittel sind die Erdkabel.

Zeitorientierte Instandsetzungsstrategie (TBM)

Werden die Instandsetzungs- und Wartungsmaßnahmen in regelmäßigen zeitlichen Abständen geplant und durchgeführt, spricht man von der zeitorientierten Instandhaltung (TBM, time-based maintenance). Der tatsächliche Zustand des Objekts spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Die Abstände zwischen den Instandhaltungsmaßnahmen müssen dabei ausreichend klein gewählt werden, mit dem Ziel die Störungen und Ausfälle der Objekte vorzubeugen [94]. Nach dem Erreichen eines bestimmten Alters werden die Betriebsmittel ersetzt. Hierbei muss entschieden werden, ob das Betriebsmittel bis zum nächsten Wartungszeitpunkt im Betrieb bleibt oder sofort ersetzt werden. Die Abbildung 2.3 ist die grafische Darstellung der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie. Die Quadrate zeigen die planmäßigen Instandsetzungsmaßnahmen, die in konstanten Zeitabständen T_{Ins} durchgeführt werden. Erreichen die Betriebsmittel ein bestimmtes Lebensalter, so werden diese ausgetauscht. Zusätzlich ist ein Ausfall dargestellt, der zwischen den Instandsetzungsterminen auftreten kann. In diesem Fall wird über eine Reparaturmaßnahme oder den Ersatz der Betriebsmittel entschieden. Anschließend kann der ursprüngliche Instandsetzungszyklus, der sich an die Herstellervorgaben oder Erfahrungen des Betreibers orientiert, fortgesetzt werden.

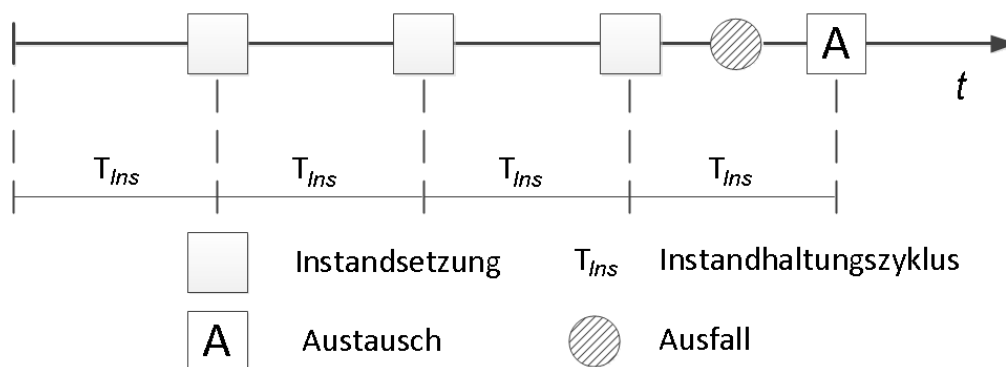


Abbildung 2.3.: Zeitorientierte Instandhaltung

Die Prozessführung ist bei der zeitorientierten Instandhaltung einfach, da der Faktor Zeit die einzige Führungsgröße darstellt und nur ein sehr begrenzter Informationsbedarf für eine erfolgreiche Umsetzung der Strategie besteht. Außerdem sind die zukünftigen Maßnahmen durch die festen Zeitintervalle eindeutig festgelegt, sodass die erwarteten Instandhaltungskosten sehr gut abgebildet und geplant werden können. Insgesamt führt die zeitorientierte Strategie bei geeigneten Instandsetzungszyklen zu einem geringen Risiko. Dabei muss jedoch akzeptiert werden, dass oft nicht der komplette Abnutzungsvorrat der Objekte ausgenutzt wird. Die zeitorientierte Instandhaltung ist somit eine geeignete Strategie, wenn der Betriebsmittelzustand nur schwer oder mit hohem Aufwand festzustellen ist und/oder wenn die Ausfallwahrscheinlichkeit aus Gründen der Versorgungssicherheit klein gehalten werden muss. Aufgrund der einfachen Prozessführung und der guten Planbarkeit wird die zeitorientierte Instandhaltung jedoch auch für

Betriebsmittel eingesetzt, die nicht den genannten Kriterien entsprechen, und findet breite Anwendung in Verteilungsnetzen [96]. Oft werden dabei die Zeiten zwischen den Wartungen je nach dem im welchen Abschnitt der Lebensdauerkurve sich die Anlage befindet, verlängert oder verkürzt. Dies ist aber auch der einzige Optimierungsparameter bei der zeitorientierten Instandhaltung.

Zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie (CBM)

Bei Anwendung einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (CBM, condition-based maintenance) erfolgt die Ausführung von Instandhaltungsmaßnahmen in Abhängigkeit vom Ist-Zustand der Objekte. Die Maßnahmen werden eingeleitet, sobald objektspezifische Abnutzungsgrenzen erreicht sind, sodass die Lebensdauer der Betriebsmittel gut ausgenutzt wird und gleichzeitig eine niedrige Ausfallwahrscheinlichkeit gewährleistet ist. Voraussetzung für die zustandsorientierte Instandhaltung ist die Möglichkeit, den Zustand der Objekte durch geeignete Verfahren feststellen und bewerten zu können. Beispiele für solche Verfahren bei Betriebsmitteln sind regelmäßige Inspektionen und Sichtkontrollen, Messungen sowie Monitoringsysteme. Darauf aufbauend müssen Soll- und Grenzwerte der verschiedenen Messgrößen bestimmt werden, die eine eindeutige Definition von kritischen Zuständen ermöglichen [82]. Abbildung 2.4 zeigt das Prinzip der zustandsorientierten Instandhaltung.

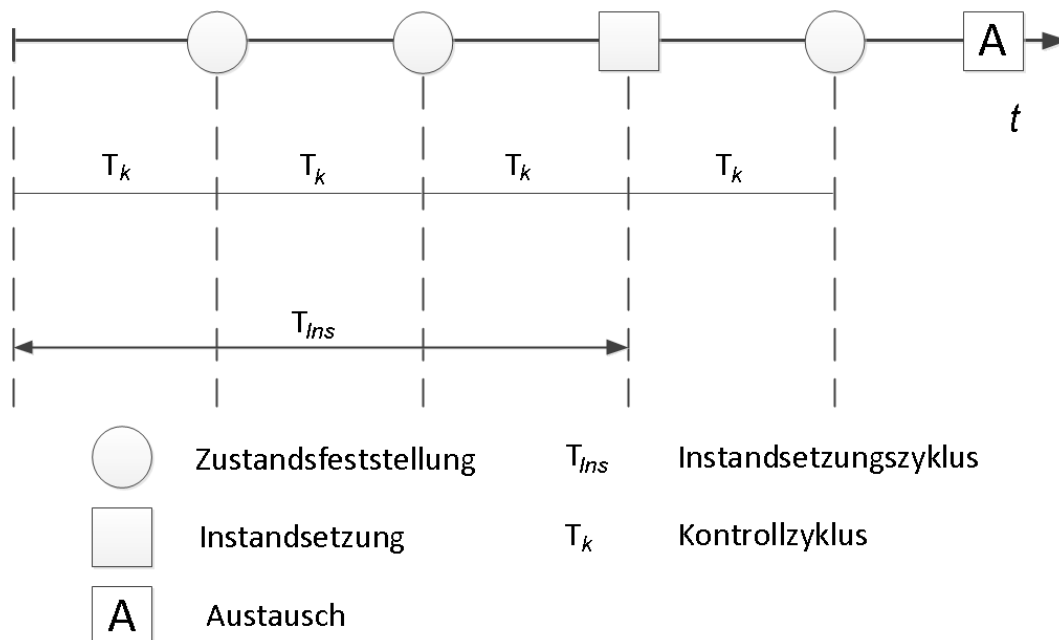


Abbildung 2.4.: Zustandsorientierte Instandhaltung

Auf der Zeitachse sind die Maßnahmen zur Zustandsfeststellung, die in konstanten Zeitabständen T_k durchgeführt werden, als Kreise dargestellt. Sind bestimmte Zustandsgrenzwerte überschritten, werden entsprechende Instandsetzungsmaßnahmen ausgelöst, die als Quadrate

dargestellt sind. Der Instandsetzungszyklus T_{Ins} ist somit zustandsabhängig. Die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie eignet sich gut dafür die Instandsetzungs- und Wartungsintervalle abhängig von dem Zustand des Objekts zu verlängern oder auf die Veränderungen in dem Zustand schneller zu reagieren. Auf der anderen Seite ist diese Instandhaltungsstrategie mit einem erheblichen Aufwand verbunden, da aufwändige Prozesse zur Erfassung und Auswertung der benötigten Zustandsinformationen in die Instandhaltungsstrategie integriert werden müssen. Allgemein erhofft man sich, dass die Instandhaltungsmaßnahmen im Normalfall seltener durchgeführt werden müssen, was zu einer Reduktion der entstehenden Kosten führt [68]. Die Zustandserfassung und -Auswertung ist in der Regel kostenintensiv und wird deswegen überwiegend in den Hoch- bis Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Ein weiterer Nachteil dieser IH-Strategie ist, dass alle Betriebsmittel grundsätzlich identisch behandelt werden, unabhängig von ihrem Einsatzort und von der Wichtigkeit für das System.

Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie (RCM)

Die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie (RCM, reliability-centered maintenance) stellt eine Weiterentwicklung der zustandsorientierten Strategie dar. Dabei werden die Funktion der Objekte und ihre Bedeutung für die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs als zusätzliche Führungsgröße berücksichtigt. Somit wird die gezielte Instandhaltung der Komponenten ermöglicht, die zum aktuellen Zeitpunkt den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit des Systems haben. Zur Umsetzung der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung werden also Kenngrößen benötigt, die eine objektive Beurteilung der Wichtigkeit der Betriebsmittel für das Gesamtsystem ermöglichen. Beispiele für solche Zuverlässigkeitskenngrößen sind die Unterbrechungshäufigkeit oder die nicht gelieferte Energie bei einem Ausfall. Um diese Kennzahlen zu berechnen, werden umfangreiche Daten zur Topologie des entsprechenden Netzes und zu den Eigenschaften der eingesetzten Betriebsmittel benötigt. Da die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung auf der zustandsorientierten Strategie basiert, müssen darüber hinaus in gleichem Maße Zustandsdaten erfasst und ausgewertet werden. Insgesamt ergibt sich durch die große zu verarbeitende Datenmenge eine sehr komplexe Prozessführung. Die gezielte Steuerung der Versorgungsqualität eines gesamten Verteilungsnetzes ist aufgrund der hohen Zahl an Betriebsmitteln also nur unter hohem Aufwand möglich. Ein flächendeckender Einsatz ist eher für die Übertragungsnetze der Höchst- bzw. Hochspannungsebene geeignet. Für einzelne Betriebsmittelgruppen ist der Einsatz von zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltungsstrategie jedoch auch in der Mittelspannungsebene realisierbar [85].

Abbildung 2.5 zeigt einen Überblick über die vier vorgestellten Instandhaltungsstrategien und stellt ihren Zusammenhang grafisch dar. Dabei sind die Voraussetzungen für die Umsetzung der Strategien als Entscheidungsgraph zusammengefasst. Ist die Bestimmung des Zustandes und der Wichtigkeit des Betriebsmittels wirtschaftlich und physikalisch möglich, kann die zuverlässig-

keitsorientierte Instandhaltung angewandt werden. Ist dagegen die Feststellung des Zustandes oder der Wichtigkeit unmöglich oder unwirtschaftlich, kommen eine der vorher beschriebenen Strategien zum Zuge. In Fällen, wo keine der beiden Faktoren festgestellt werden kann, ist die ereignisorientierte Instandhaltung die einzige Alternative.

Die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung kann also nach Abbildung 2.5 als übergeordnete Instandhaltungsstrategie angesehen werden. Darüber hinaus kann sie zur risikoorientierten Instandhaltung erweitert werden.

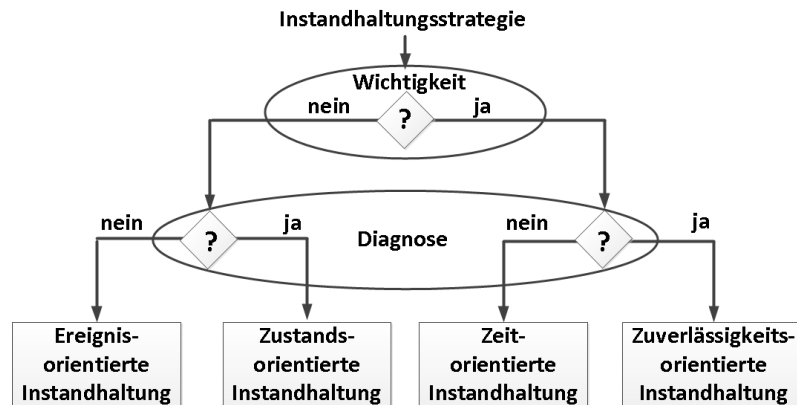


Abbildung 2.5.: Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung [9]

Risikoorientierte Instandhaltungsstrategie (ROM)

Die risikoorientierte Instandhaltungsstrategie (risk oriented maintenance) basiert auf der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltungsstrategie mit dem einzigen Unterschied, dass die Wichtigkeit der Anlage mit den wirtschaftlichen Konsequenzen gleichgesetzt wird. Dabei löst sie sich jedoch von dem präventiven Charakter der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung ab und setzt die Priorisierung anhand des bewerteten wirtschaftlichen Risikos.

Das Risiko wird allgemein als Produkt aus Störungswahrscheinlichkeit und Störungskonsequenz definiert und rein monetär ausgedrückt. Die Möglichkeit einer Zustandsverschlechterung wird als Störungswahrscheinlichkeit interpretiert. Die Wichtigkeit des Betriebsmittels geht über die Berücksichtigung der finanziellen Folgen einer Minderung der Versorgungszuverlässigkeit in die Berechnung des bewerteten Risikos mit ein.

Die risikoorientierte Instandhaltung stellt den umfassendsten Ansatz zur Instandhaltungsplanung dar. Als Weiterentwicklung aus der zuverlässigkeitsorientierten Strategie wird dabei das gesamte mit den Betriebsmitteln verbundene Risiko als Entscheidungsgrundlage berücksichtigt. Somit werden nicht nur die Konsequenzen von Ausfällen für die Versorgungszuverlässigkeit beachtet, sondern alle monetären und nicht monetären Schäden, die von einem Ausfall der Betriebsmittel verursacht werden. Beispiele für monetäre Konsequenzen sind ausgefallener Umsatz, Reparaturkosten und Strafzahlungen, zu den nicht monetären Konsequenzen zählen

beispielsweise Umwelt-, Personen- oder Imageschäden. Diese Schäden müssen quantifiziert und zusammengefasst werden. Dabei bietet es sich an, die nicht monetären Schäden in monetäre Äquivalente zu transformieren. Anschließend kann für jedes Betriebsmittel eine Risikokennzahl berechnet werden, die sich aus der Ausfallwahrscheinlichkeit und den Ausfallkonsequenzen ergibt. Diese Kennzahlen können wiederum zum gesamten Risiko des betrachteten Systems kumuliert werden.

Ein wesentlicher Aspekt der Risikoeinschätzung ist dabei, dass die Risikokennzahlen auf Basis von stochastischen Größen berechnet werden können. Dies ist vor allem für die Instandhaltung in Verteilungsnetzen von entscheidender Bedeutung, da dort eine individuelle Zustandsüberwachung aller Objekte aufgrund der hohen Anzahl an Betriebsmitteln nur mit einem unverhältnismäßigen finanziellen Aufwand realisierbar wäre. Um trotzdem eine kostenoptimale Instandhaltungsstrategie zu ermöglichen, müssen Schadensstatistiken der Netzbetreiber ausgewertet werden, um darauf aufbauend Modelle zur Prognose von Ausfallverhalten und Ausfallkosten der Betriebsmittel ableiten zu können. Die so ermittelten Risikokennzahlen haben somit statistischen Charakter und lassen sich durch Erwartungswerte, Streumaße und Verteilungen beschreiben [93].

Die Instandhaltungsmaßnahmen können somit aufgrund ihrer Wirkung auf das Risiko des Verteilungssystems beurteilt und verglichen werden. Die Maßnahmen werden bei hohem Risiko so früh wie nötig und bei niedrigem Risiko so spät wie möglich oder sogar ereignisorientiert durchgeführt. Entscheidend ist dabei, dass eine vollständige Eliminierung vom Risiko nicht möglich ist, sondern dass ein Risikoniveau gefunden werden muss, das aus technischer, wirtschaftlicher und soziologischer Perspektive akzeptabel ist [68].

Es bleibt festzustellen, dass die risikoorientierte Instandhaltung ein komplexer Prozess ist, da eine Vielzahl von Kriterien berücksichtigt und bewertet werden müssen. Bei richtigem Einsatz stellt die risikoorientierte Instandhaltung jedoch ein sinnvolles Werkzeug dar, das den Kapitaleinsatz optimiert und die Effizienz des Unternehmens steigert, sodass der Aufwand gerechtfertigt ist [66]. Ein zentraler Erfolgsfaktor der Risikoorientierung ist die korrekte Ermittlung der Risiken. Im folgenden Abschnitt werden unterschiedliche Methoden zur Riskobewertung vorgestellt und bewertet.

2.2.3 Zusammenfassung und Vergleich verschiedener Instandhaltungsstrategien

Abbildung 2.6 repräsentiert die Klassifizierung der Instandhaltungsstrategien anhand der Kriterien Zustand und Wichtigkeit in Anlehnung an [23]. Grundsätzlich steigt bei den Strategien mit zunehmender Komplexität auch die Anforderung an die Eingangsgrößen und Modellparameter. Die Strategien werden einerseits unterschieden, ob der Zustand mittels Diagnosen oder Inspektionen erfasst werden kann. In Fällen, wo der Zustand aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht erfasst wird, besteht die Möglichkeit den Zustand anhand des in der Vergangen-

heit beobachteten Systemverhaltens und daraus abgeleiteten charakteristischen Ausfallmodells des Betriebsmitteltyps zu prognostizieren. Diese Möglichkeit wird insbesondere mit Vorliebe in den Mittelspannungsnetzen eingesetzt, wo die Anzahl der Betriebsmittel sehr groß ist, die Betriebsmittel sehr gut typisierbar sind und die Monitoring und Diagnosesysteme nicht so weit entwickelt sind, wie in den darüber liegenden Spannungsebenen.

Zustand des Betriebsmittels	Zustand wird prognostiziert	Prognostizierende zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie	Prognostizierende zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie	Prognostizierende risikoorientierte Instandhaltungsstrategie
	Genaue Zustandserfassung	Zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie	Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie	Risikoorientierte Instandhaltungsstrategie mit Zustandserfassung
	Keine Zustands- erfassung	Ereignisorientierte Instandhaltungsstrategie	Zeitorientierte Instandhaltungsstrategie	Risikoorientierte Instandhaltungsstrategie ohne Betrachtung des Zustands
		Keine Wichtigkeits- erfassung	Qualitative Wichtigkeits- erfassung	Monetäre Wichtigkeits- erfassung
Wichtigkeit des Betriebsmittels				

Abbildung 2.6.: Klassifizierung der Instandhaltungsstrategie

Auf der anderen Seite werden die Strategien unterschieden, ob die Wichtigkeitserfassung stattfindet oder nicht. Findet die Wichtigkeitserfassung statt, kann weiterhin unterschieden werden, ob es qualitativer oder quantitativer Wichtigkeitsmerkmale gibt.

In meisten Fällen stehen nur wenige Daten zu Einschätzung der beiden Kriterien zur Verfügung. Insbesondere die beiden Strategien RCM und ROM sind auf die Daten bezüglich Zustands und Wichtigkeit der Betriebsmittel angewiesen. Zusätzlich kommt bei der risikoorientierten Methode der Bedarf an Informationen, die den unsicheren Datenbestand bei der Einschätzung des Zustands und der Wichtigkeit ausreichend berücksichtigen. Diese Unsicherheiten können die Instandhaltungsentscheidungen maßgebend beeinflussen. Die Entscheidungen unter Berücksichtigung unsicherer Faktoren werden im Kapitel 4 ausführlich behandelt. An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass die Unsicherheiten in der Betriebsführung der energietechnischen Anlagen keine Seltenheiten sind. Die Unsicherheiten sind dort gegeben, wo mindestens zwei mögliche Zustände denkbar sind und von denen aber genau eins zu erwarten ist. Sie entstammen in erster Linie einer großen Anzahl der Betriebsmittel, die zu einem Kollektiv zusammengefasst werden (insbesondere im Mittelspannungsbereich) sowie der Langlebigkeit und hohen

Zuverlässigkeit der Anlagen und daher einem mageren Datenbestand der Fehlerstatistik. Die Entscheider sind also auf die mathematischen Methoden zur Einschätzung des Zustands und der Wichtigkeit angewiesen. Die Einschätzung ist ihrer Natur nach stochastisch und deshalb mit Fehlern behaftet, die aus dem stochastischen Charakter der Daten resultierten. Daher stehen prognostizierenden Aussagen unter Unsicherheit im Mittelpunkt dieser Arbeit.

2.3 Entwicklungsstand des risikoorientierten Asset Managements

Das Störungsverhalten von energietechnischen Anlagen und Betriebsmitteln lässt sich durch eine Kombination verschiedener Parameter beschreiben. Zu diesen gehören solche Größen wie Ausfallhäufigkeit und Reparaturzeit, Ausfall- und Reparaturrate, Übergangsrate von unterschiedlichen Zuständen, Nichtverfügbarkeit oder auch mittlere Lebensdauer und Standardabweichung. Diese Parameter stellen den Input für die Risikobewertung dar und können aus gesammelten Erfahrungswerten hergeleitet werden [66].

Die Entwicklung der Modelle, die diese Strategien unterstützen, fand seit der Liberalisierung des Marktes und einem erhöhten Wettbewerb einen rasanten Anstieg. Das Ziel der Entwicklung von risikoorientierten Methoden für Instandhaltungsmanagement ist die Optimierung der Betriebsführung der Netze bezüglich Kosten und Qualität. Die Ansätze sind vielfältig und können in einer kurzen Übersicht nicht ausreichend gewürdigt werden. Der Zweck an dieser Stelle ist die vorliegende Arbeit zwischen bekanntesten Modellen und Verfahren zu positionieren.

Die Instandhaltungsmethode nach [25] orientiert sich an dem Beitrag zur Wertschöpfung des Gesamtunternehmens und Anforderungen an den Betrieb der Assets. Das Risiko wird klassisch durch die Eintrittswahrscheinlichkeit und Konsequenz erfasst. Dabei werden drei Risikoklassen unterschieden, denen je nach Ausprägung mit der ereignisorientierten, zustandsorientierten oder zeitorientierten IH-Strategie entgegengewirkt werden soll. Ist ein Betriebsmittel mit einer hohen Ausfallwahrscheinlichkeit und Auswirkung klassifiziert worden, so wird eine zeitorientierte Instandhaltung vorgeschlagen. Die Betriebsmittel mit niedrigen Risiken werden ausfallorientiert behandelt. Die Festlegung der konkreten Maßnahmen muss durch spezielle Betrachtung jeder Anlage erfolgen. Da auch die Grenzwerte an den Übergängen zwischen zwei Risikoklassen in Spezialfällen festgelegt werden müssen, ist die Methode als Leitfaden zur Ausrichtung der bestehenden Instandhaltungsansätze zu verstehen.

Auch in [58] wird die Klassifizierung der Betriebsmittel in unterschiedliche Risikoklassen vorgenommen. Dabei wird eine feinere Klassifizierung vorgeschlagen, so dass insgesamt eine Risikomatrix aus 25 Feldern entsteht. Die Anzahl der Betriebsmittel in der jeweiligen Risikoklasse wird in dem Feld eingetragen. Zur Optimierung der Instandhaltungsentscheidungen wird eine Prüffristflexibilisierung der Zustandsfeststellung vorgeschlagen. Es lassen sich nach [58] in der Risikomatrix drei prinzipielle Bereiche (I bis III) unterscheiden. Im Bereich III befinden sich die Betriebsmittel mit dem am höchsten eingeschätzten Risiko. Diese Risiken werden als inakzeptable

bel betrachtet und müssen deshalb in jedem Fall durch risikomindernde Maßnahmen reduziert werden. Eine Stufe niedriger im Bereich II sollen die Risiken zwar ebenfalls soweit wie möglich reduziert werden, alle damit verbundenen Aufwendungen sollten jedoch kritisch hinterfragt und Maßnahmen nur eingeleitet werden, sofern diese zielgerichtet im Hinblick auf die Kosten sind. In der letzten Gruppe im Bereich I befinden sich die Betriebsmittel mit dem geringsten Risikopotential. Für die Instandhaltung dieser Gruppe können minimale Anforderungen definiert werden. Auch in diesem Fall gibt es keine direkten Vorgaben bezüglich der Instandhaltungsmaßnahmen. Die Methode zielt durch eine strukturierte Einteilung der Betriebsmittel in Form von an dem jeweiligen bewerteten wirtschaftlichen Risiko orientierten Abstufungen in Verbindung mit empfohlenen Regeln und Richtlinien eher darauf ab, Instandhaltungsprioritäten festzulegen. So soll sichtbar gemacht werden, welche Anlagen bei der Instandhaltung besonders berücksichtigt werden müssen, um Risiken für das Unternehmen effektiv zu mindern. Dadurch werden viele Entscheidungsfragen zunächst unbeantwortet gelassen und dem Entscheider ein großer Freiraum für betriebsmittelspezifische Gestaltung der Instandhaltung eingeräumt.

Unter RIMAP (Risk-based Inspection and Maintenance Procedures for european industry) versteht man eine Methode mit dem Ziel, europäischen Industriebetrieben einen vereinheitlichten Zugang zur Bewertung und Steuerung von Inspektions- und Instandhaltungsmaßnahmen anhand detaillierter Risikoanalysen zu verschaffen [98]. Ähnlich wie bei den bereits vorgestellten Verfahren, wird Risiko auch hier als Produkt aus der Störungswahrscheinlichkeit und dem Schadensausmaß verstanden. Sie stellt damit eine übergeordnete, anlagenbezogene Methode zur Identifikation einer risikoorientierten Instandhaltungsstrategie dar, die sich von anderen Vorgehensweisen jedoch insbesondere dadurch abhebt, dass umfassende Erfahrungswerte in Bezug auf die Strategiefindung verschiedenster Unternehmen zusammengefasst und mit in die Analysen aufgenommen werden [1]. Das Ergebnis sind dann betriebsmittelbezogene Instandhaltungsstrategien, die durch ständige Evaluationen stetig angepasst und verbessert werden sollen. Bei der allgemeinen Vorgehensweise der RIMAP-Methode werden die betrachteten Anlagen zunächst hierarchisch nach unternehmensspezifischen Kriterien getrennt. Anschließend wird das bewertete wirtschaftliche Risiko durch Szenarien beschrieben, die über die Identifikation von Fehlerraten sowie deren Ursachen und Schadensbilder entwickelt wurden. Das bewertete wirtschaftliche Risiko bildet sich auch in diesem Fall durch das Produkt von Störungswahrscheinlichkeit (PoF: Probability of Failure) und Schadensausmaß (CoF: Consequence of Failure). Das Schadensausmaß wird hierbei durch die Kategorien Sicherheit, Gesundheit, Umwelt und betriebswirtschaftliche Auswirkungen abgebildet, wobei der Detaillierungsgrad der Untersuchung sich vor allem an der Hierarchie definierten Priorität der betrachteten Anlagensektionen orientiert [57].

In [94] wird eine risikoorientierte Instandhaltungsstrategie beschrieben, die ähnlich den bisher vorgestellten Strategien auch das finanzielle Risiko und den Zustand als Entscheidungsgrundlage für das Festlegen von Instandhaltungsmaßnahmen sowie deren Priorität verwendet,

sich jedoch durch konkrete Maßnahmenempfehlungen und praktische Einbeziehung der Risikoeinstellung des Anwenders, von den anderen Verfahren unterscheidet. Zunächst wird dazu die zustandsorientierte Strategie modifiziert, um auch die Objekte in die Analyse aufzunehmen deren Zustand abgeschätzt werden muss. Es werden weiterhin Risikoarten definiert, die bei der Ausfallanalyse der Betriebsmittel in Verteilungsnetzen anfallen können. Diese Risikoarten werden in das Verfahren integriert, das Risiko von Instandhaltungsobjekten berechnet und daraus relevante IH-Maßnahmen abgeleitet. Die Berechnungsfaktoren für die Zustands- und Risikobewertung werden in dem Verfahren als Erwartungswerte integriert, die Unsicherheiten und stochastische Verteilungsfunktionen der Faktoren werden nicht betrachtet. Zur Ableitung der Instandhaltungsmaßnahmen setzt das Verfahren auf den Zusammenhang zwischen Kosten der Instandhaltung und Versorgungsqualität des Systems und präsentiert einen Investitionsplan, der die IH-Investitionen in Hinblick auf Risiken optimiert. Rechnergestützt werden am Ende der Bewertung die einzelnen Betriebsmittel in ein Zustands-Risiko-Diagramm platziert und daraus die Instandhaltungsempfehlungen abgeleitet.

Bei dem in [75] beschriebenen Verfahren handelt es sich um ein iteratives Verfahren, mit dem die Instandhaltung in zwei Schritten optimiert und risikoorientiert organisiert werden kann. Besonders ist hierbei, dass die Festlegung einer Strategie für den Ersatz bestimmter Betriebsmittel gesondert und noch vor der Entscheidung über den restlichen Instandhaltungsbedarf erfolgt. Grundlage für die Festlegung der Instandhaltungsstrategie einer betrachteten Menge von Betriebsmitteln sind hierbei die Ersatzwahrscheinlichkeit, die Störungswahrscheinlichkeit und das Schadensausmaß. Neben einer grundsätzlich anderen Vorgehensweise bei der Bestimmung einer Strategie zur risikoorientierten Instandhaltung, unterscheidet sich das hier vorgestellte Verfahren demnach auch schon durch die Betrachtung der Ersatzwahrscheinlichkeit, von den bisher vorgestellten Verfahren. Außerdem besteht das Ergebnis erst einmal nur aus risikoorientierten Empfehlungen, ob Betriebsmittel eher präventiv oder korrektiv instandgehalten werden sollten und mit welcher Priorität die Maßnahmen letztendlich durchzuführen sind. Damit wird ein Teil des Risikos direkt an den Entscheider bzw. dessen praktische Erfahrung weitergegeben und auf Vorgaben für die zeitliche Koordination der Ausführungen verzichtet [75]. Das Verfahren setzt ebenfalls auf algorithmische Berechnung von Zustand der Betriebsmittels. Hier wird der Anlagenzustand mittels Fuzzy-Logik anhand von aktuellen zustandsrelevanten Messgrößen der fehleranfälligen Anlagenkomponenten online geschätzt und die monetären Konsequenzen des Anlagenzustandes in Form eines Katalogs für Instandhaltungsszenarien formalisiert. Das von den fehlerbehafteten Anlagenkomponenten bzw. der Anlage ausgehende Risiko wird dabei durch den monetären Erwartungswert für die Durchführung eines dem aktuellen Zustand angemessenen Instandhaltungsszenarios berechnet. Das übergeordnete Ziel dieser Methode ist die Ableitung der Kostensenkungspotenziale, welche sich durch die Fuzzy-Regel basierter Feststellung des Zustands von einer Gruppe der Leistungstransformatoren und Leistungsschalter realisieren lässt. Das Resultat der Anwendung des Verfahrens ist die Ersatzreihenfolge der Be-

triebsmittel, sowie die Rangfolge, nach der die restlichen Betrachtungseinheiten instandgehalten werden sollten.

Als Gemeinsamkeit der betrachteten Verfahren lässt sich feststellen dass, in den meisten Methoden eine Segmentierung der Betriebsmittel nach wirtschaftlich steuerbaren Betriebsmittelgruppen vorgenommen wird [6]. Die Segmente beinhalten Betriebsmittel, die durch gleiche oder ähnliche technische und finanzwirtschaftliche Kennzahlen beschrieben werden können. Weiterhin setzen die Methoden auf die Zuverlässigkeitsberechnung als Basis für weitere Betrachtung an. Beispiele für die Zuverlässigkeitskenngrößen sind die Unterbrechungshäufigkeit, die Nichtverfügbarkeit bzw. die nicht zeitgerecht gelieferte Energie [2]. Die Betriebsmittelzuverlässigkeit bildet dabei die Basis für die Ableitung der Ausfallwahrscheinlichkeit an den Lastpunkten im System. Man versteht unter Zuverlässigkeit eines Betriebsmittels die Wahrscheinlichkeit, dass das Betriebsmittel während einer definierten Zeitdauer unter Umgebungsbedingungen funktionstüchtig bleibt [75]. Die Funktionstüchtigkeit wird anhand der Zustandsgrößen der Betriebsmittel durch die Online-, Offline- Monitoring oder im Rahmen von zyklischen Inspektionen festgestellt. Da die technische Realisierung der Zustandsüberwachung recht kostenintensiv ist, wird dies vorrangig bei Komponenten aus der Hoch- und Höchstspannungsebenen bevorzugt. Für viele Betriebsmittel in den Mittelspannungsnetzen werden die Zustandsparameter aus wirtschaftlichen Gründen nur approximativ erfasst.

Als Basis für die Risikoeinschätzung wird in [8] zuverlässigkeitsorientierte Methode eingesetzt. Hier werden die verfügbarkeitsrelevanten Betriebsmittel mit Hilfe der Zuverlässigkeitsberechnung herausgefunden. Anschließend werden in der zweiten Stufe die Risikokosten mit den Instandhaltungsaufwendungen verglichen, um die Effektivität der Maßnahmen festzustellen. Um die Wichtigkeitsparameter der Betriebsmittel abzubilden, wird die individuelle Bedeutung dieses Betriebsmittels für das System unter Berücksichtigung der qualitativer und quantitativer Faktoren ermittelt [72].

Als Eingangsgrößen der RCM- und ROM-Methoden müssen die betriebsmittelspezifischen Zustands- und Wichtigkeitsparameter übergeben werden [54]. Die Abschätzung der Eingangsparameter ist aber immer mit Unsicherheiten verbunden, die bei der Berechnung weiter propagiert werden und zu unzulänglichen Resultaten führen können. Das Verfahren in [71] berücksichtigt die Unsicherheiten der gewonnenen Informationen und widersprüchliche Daten innerhalb der Zustandsmodelle.

2.4 Entwicklungsbedarf des risikoorientierten Asset Managements

Die Analyse der verfügbaren risikoorientierten Verfahren in der Instandhaltung stellt klar, dass erheblichen Defizite in der Quantifizierung des Risikos als Optimierungsgröße vorhanden sind. In den meisten Verfahren wird das Risiko zwar klar als Produkt aus Wahrscheinlichkeit und Konsequenz definiert, weitere Konkretisierung der Bewertung bleibt in vielen Fällen offen.

Weiterhin bedarf es in den meisten Verfahren der Quantifizierung der Unsicherheiten in den stochastischen Daten und die Einschätzung des Einflusses dieser Unsicherheiten an den resultierenden Risikobewertungszahlen. Dies kann durch die in [71] vorgeschlagenen Konfidenzintervalle erfolgen. Nachteilig ist dabei, dass die Entscheider den Konfidenzintervallen in Form von mehreren Randbereichen der Eingangsvariablen gegenüberstehen, durch die Kombination deren in Laufe der Berechnung die Anzahl der möglichen Randbereiche überproportional ansteigt. In diesem Zusammenhang wird ein Index gesucht, der die Informationen sowohl über die Lage des derzeitigen Risikos, als auch über die möglichen Intervalle der Parameter gibt. Als Anforderung an diese Größe ist die Praktikabilität, schnelle und prozessgestützte Berechenbarkeit als auch die Einsetzbarkeit in der Optimierung der Entscheidungen zu stellen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist also ein Risikoindex für die angesprochenen Anforderungen zu finden, ein praktikables Modell ausgehend aus dem derzeit gekannten Datenstrukturen zur Berechnung des Risikoindikators zu entwickeln und eine exemplarische Rechnung am Beispiel eines Verteilungsnetzes durchzuführen.



3 Allgemeine Grundbegriffe und Modelle in der Stochastik

Die Berechnung der Risikokennzahlen von komplexen Systemen, wie die Energieversorgungsnetze, setzt das Wissen über die Zusammenhänge der Statistik und Wahrscheinlichkeitstheorie voraus. Auf der Grundlage dieses Wissens werden die Risikoberechnungsmethoden für das Energieversorgungssystem in den späteren Kapiteln aufbauen. Um das Verständnis der nachfolgenden Ausführungen zu erleichtern, werden in diesem Kapitel die wichtigsten mathematisch-statistischen Begriffe und Methoden erläutert und mit kurzen Anwendungsbeispielen zum besseren Verständnis untermauert. Der Aufbau dieses Kapitels orientiert sich an den zahlreichen Lehrbüchern zur Statistik und Wahrscheinlichkeitsberechnung, erhebt dabei nicht den Anspruch auf die Vollständigkeit. Die Methoden werden anwendungsorientiert vorgestellt und erläutert. Auf die Beweisführung wird an dieser Stelle verzichtet und stattdessen auf die zahlreichen Referenzen verwiesen.

3.1 Grundbegriffe der Statistik

Statistik ist die Lehre von Methoden zum Umgang mit quantitativen Informationen (Daten). Sie ist eine Möglichkeit, systematische Verbindung zwischen Erfahrung (Empirie) und Theorie herzustellen [79]. Die Statistik ist ein Teilgebiet der Mathematik (Stochastik), das sich mit dem Sammeln, Aufbereiten, der Präsentation und Interpretation von Daten beschäftigt. Die Menge der statistischen Daten und Einheiten können Objekte aller Art beschreiben, die sich unter einem Oberbegriff zusammenfassen lassen wie z.B. Unternehmen, Studenten, Betriebsmitteln. Die so definierten Einheiten bilden dann eine statistische Masse. Die statistischen Methoden werden nun eingesetzt, um Informationen über den Umfang und Struktur, Relation und Regelmäßigkeit, über Strukturänderung und Entwicklung statistischer Massen zu erhalten. Diese dienen dem Erkenntnisgewinn in den empirischen Wissenschaften [46]. Hierfür unterteilt man die Statistik in deskriptive und induktive Statistik. Die deskriptive oder beschreibende Statistik beschäftigt sich mit der Charakterisierung der statistischen Daten. Hierzu gehört die Darstellung der Daten in Tabellen und Schaubildern, Berechnung von Mittelwerten und Streuungsmaßen. Die deskriptive Statistik ist die Vorstufe der Analyse von Datenmaterial und somit die Vorstufe der induktiven Statistik. Die induktive oder schließende Statistik untersucht dagegen nur ein Teil der Daten und versucht aus den Ergebnissen auf bestimmte Eigenschaften der Grundgesamtheit zu schließen. Somit ist das Ziel der induktiven Statistik die Beurteilung der Zufallsprozesse bzw. Zufallsgeset-

ze, die zu den vorliegenden Daten geführt haben. Oft bezeichnet man dieses Teilgebiet auch als explorative Statistik, deren Ziel die Verifizierung der statistischen Hypothesen ist [31].

Letztendlich sind statistische Aussagen mit Unsicherheiten verbunden. Innerhalb der Wahrscheinlichkeitstheorie werden diese Unsicherheiten behandelt und mathematische Modelle abgeleitet, um Unsicherheiten und die daraus resultierende Fehler zu beschreiben. Die Fehler in den stochastischen Prognosen sind inhärent. Diese Tatsache soll bei Interpretation der Prognoseergebnisse immer vor Augen gehalten werden.

3.2 Verarbeitung der statistischen Daten

Die Auswertung der Daten hinsichtlich eines bestimmten Ziels nennt man Untersuchung der statistischen Merkmale der Daten [83]. Die Merkmalstypen sind in der Abbildung 3.1 präsentiert.

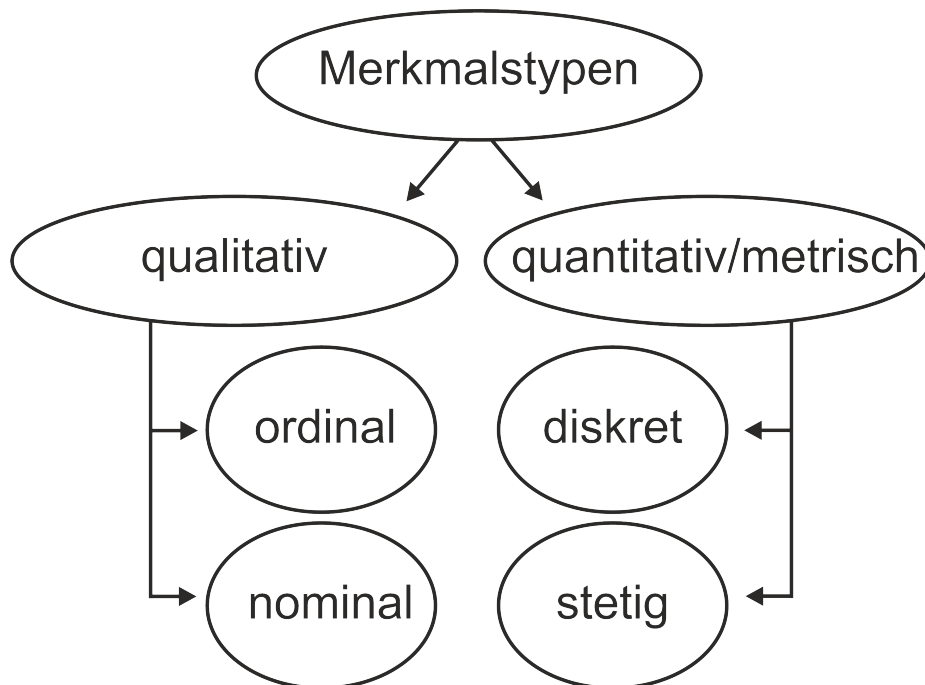


Abbildung 3.1.: Merkmalstypen der statistischen Daten.

Die statistischen Merkmalstypen unterscheidet man entsprechend ihrer Skalierung in qualitativ und quantitativ bzw. metrisch. Die qualitative Skalierung untergliedert man weiterhin in nominal oder ordinal. Die Werte der Nominalskala unterliegen keiner Rangfolge und können somit nicht verglichen werden. Die nominal skalierte Ausprägungen sind zum Beispiel Farbe, Geschlecht, Typ usw. Die ordinal skalierten Ausprägungen können in eine bestimmte Reihenfolge gebracht werden, die Abstände zwischen den Ausprägungen sind aber unbekannt. Die Skala mit dem höchsten Informationsniveau ist die metrische Skala, die dadurch gekennzeichnet ist, dass ihre Werte einer Reihenfolge unterliegen und die Abstände zwischen den Ausprägungen interpretiert werden können. Dabei werden die Abstände in diskrete und stetige aufgeteilt. Bei diskreten Abständen handelt es sich um eine endliche oder abzählbare Anzahl der Merkmals-

ausprägungen, wogegen bei den stetigen Merkmalen es eine unendliche Anzahl der Ausprägungen gibt. Die Lebensdauer, die Reparaturdauer, die Länge oder ausgefallene Leistung sind gute Beispiele für die metrischen Ausprägungen.

Bei einer Erhebung wird ein Merkmal X der Untersuchungseinheit beobachtet und die Ausprägung (x_1, x_2, \dots, x_N) dieses Merkmals festgestellt. Die Menge der Untersuchungseinheiten heißt dabei die Beobachtungsreihe. Die Anzahl der Elemente N_i , die den Merkmal X vorweisen können, ist die absolute Häufigkeit des Merkmals. Die relative Häufigkeit $\frac{N_i}{N}$ gibt das Verhältnis der absoluten Häufigkeit N_i zur Gesamtmenge in der gesamten Beobachtungsreihe N . Stellt man die Häufigkeiten nebeneinander dar $H_j = \sum_{i=1}^j N_i$, so bekommt man eine Häufigkeitsverteilung. Insbesondere bei ordinal und metrisch skalierten Daten spricht man oft von den Summenhäufigkeiten, da die geordneten Häufigkeiten summiert und in Summenhäufigkeitsdiagrammen dargestellt werden können (siehe Abbildung 3.2).

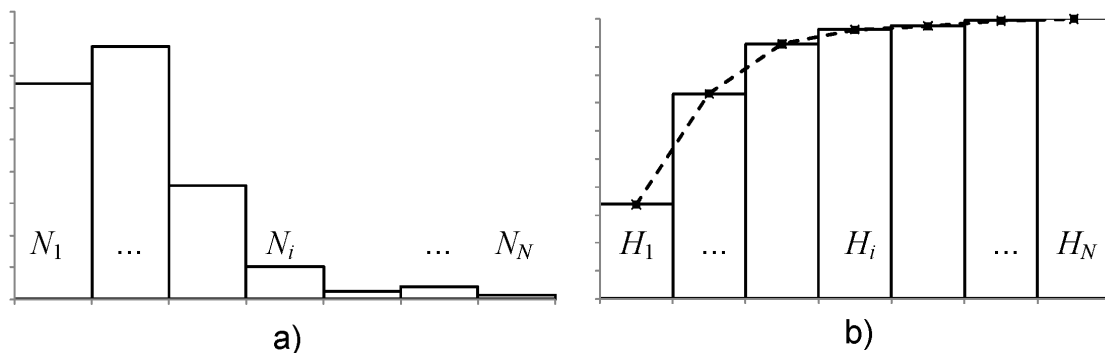


Abbildung 3.2.: a) Histogramm der absoluten Häufigkeit. b) Summenhäufigkeit und empirische Verteilungsfunktion (gestrichelt).

3.2.1 Maßzahlen der Datenlage

Zur Beschreibung der Eigenschaften einer Datenreihe werden statistische Maßzahlen eingesetzt. Diese sollen Informationen über die Lage und Form der statistischen Daten liefern. Man unterscheidet dabei die Lage- und Streuungsmaßzahlen. Folgende Maßzahlen verwendet man, um die Lage der Daten zu beschreiben. Das einfachste Lagemaß für die nominal, ordinal und metrisch skalierte Daten ist der häufigste Wert \bar{x}_{mod} der Daten.

Der arithmetische Mittelwert wird bei metrisch skalierten Merkmalen eingesetzt. Arithmetischer Mittelwert wird wie folgt berechnet:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.1)$$

Liegen die Daten gruppiert vor, so müssen zusätzlich Gewichte der Gruppen bei der Berechnung der Lagemaße berücksichtigt werden. Hierfür verwendet man oft den gewogenen arithmetischen Mittelwert, wobei Gewichte die Werte zwischen 0 und 1 annehmen dürfen:

$$\bar{x}^w = \sum_{i=1}^n x_i \cdot w_i \quad (3.2)$$

Oft interessiert man sich für den mittleren Wert der Datenreihe. Der Median charakterisiert das Zentrum der geordneten Datenreihe, d.h. dass mindestens 50% aller Werte größer oder gleich bzw. kleiner oder gleich dem Median sind. Sind also die Werte $x_{(1)} \leq \dots \leq x_{(n)}$ ihrer Größe nach geordnet, so lässt sich der Median $\tilde{x}_{0,5}$ berechnen als:

$$\tilde{x}_{0,5} = \begin{cases} x_{\frac{n+1}{2}} & \text{falls } n \text{ ungeraden} \\ \frac{1}{2} \left(x_{\frac{n}{2}} + x_{\frac{n}{2}+1} \right) & \text{falls } n \text{ gerade} \end{cases} \quad (3.3)$$

Das α -Quantil ist eine Verallgemeinerung von Median. Interessiert man sich für einen Wert der Datenreihe so, dass $n \cdot \alpha$ -Werte größer und $n \cdot (1 - \alpha)$ kleiner als dieser Wert sind ($0 \leq \alpha \leq 1$), so bezeichnet man als α -Quantil einer geordneten Datenreihe gerade den Wert:

$$\tilde{x}_\alpha = \begin{cases} x_k & k = \lceil n \cdot \alpha \rceil \quad \text{wenn } n \cdot \alpha \text{ nicht ganzzahlig ist} \\ \frac{1}{2} (x_k + x_{k+1}) & k = n \cdot \alpha \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (3.4)$$

Bei Merkmalsausprägungen, die den relativen Änderungen unterliegen (jährlich ausfallende Menge der Betriebsmittel eines Netzwerks im Verhältnis zur Gesamtmenge der Betriebsmittel, Preissteigerungen, Kostensteigerungen), ist das arithmetische Mittel als Maß für einen Durchschnittswert nicht sinnvoll, weil die Gesamtänderung nicht durch die Summe, sondern durch das Produkt entsteht. In solchen Fällen ist das geometrische Mittel als Lagemaß nach 3.5 zu berechnen.

$$\bar{x}_g = \sqrt[n]{x_1 \cdot x_2 \cdot \dots \cdot x_n} \quad (3.5)$$

Die oben angegebenen Maßzahlen sind für die Positionierung der Daten auf der Skala maßgebend. Diese Maßzahlen sind in der Regel nicht gegen die Schwankungen in den Daten sensitiv. Insbesondere in der Prognose sucht man nach Informationen in wie weit die vorausgesagten Werte abweichen können bzw. wie die Streuung der Daten aussieht. Das nachfolgende Kapitel hat zum Gegenstand die Berechnung der Datenstreuung. Die Streuungsmaße sind direkt mit dem Unsicherheitscharakter der Zufallsvariablen gekoppelt.

3.2.2 Maßzahlen der Datenstreuung

Für die Abschätzung der Streuung verwendet man die Streuungsmaße. Die Streuungsmaßzahlen (oder Streuungsparameter) geben Auskunft darüber, wie sehr die Werte um ihr "Zentrum" streuen [65].

Der gesamte Wertebereich einer Häufigkeitsverteilung wird durch den Streubereich angegeben. Der Streubereich der Beobachtungsreihe ist durch Angabe des kleinsten und größten beobachteten Merkmalwertes der Reihen definiert. Man verwendet die Schreibweise $[x_{\min}; x_{\max}]$ um den Streubereich zu beschreiben.

Die Spannweite einer Häufigkeitsverteilung ist die Differenz ($x_{\max} - x_{\min}$). Der Nachteil von Angabe der Streuung der Häufigkeitsverteilung über die Spannweite ist, dass die Werte im Rande der Beobachtungsreihe die Streuung sehr beeinflussen. Weicht der kleinste Wert der Beobachtungsreihen von allen anderen sehr ab (so genannter Extremwert der Verteilung) wird die Spannweite der Reihe ebenfalls extrem hoch sein.

Ein Streuungsmaß das weniger von den Extremwerten abhängig ist, ist der Quartilsabstand. Es ist die Differenz zwischen oberem und unterem Quartil einer Beobachtungsreihe, der nach Gl. 3.4 berechnet werden kann.

Das am häufigsten verwendete Streuungsmaß ist wohl die Varianz der Beobachtungsreihe. Die Varianz wird wie folgt berechnet:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (3.6)$$

Bei der Berechnung der Varianz wählt man das arithmetische Mittelwert als Bezugsgröße, da dieser die Minimumeigenschaft besitzt (mehr dazu in [42]).

Die Standardabweichung der Beobachtungsreihe ist gerade die Wurzel aus der Varianz s^2 und hat den Vorteil gegenüber der Varianz, dass sie die gleiche Dimension hat, wie die Werte der Beobachtungsreihe:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad \text{oder} \quad s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{x}^2} \quad (3.7)$$

Beide Formeln sind äquivalent und lassen sich durch die algebraische Umformung ableiten. Zur praktischen Berechnung der Standardabweichung wird oft die zweite Formel eingesetzt.

Interessiert man sich für das Verhältnis der Standardabweichung zum Mittelwert, berechnet man den Variationskoeffizient. Der Variationskoeffizient in Gleichung 3.8 misst das Verhältnis

zwischen der Standardabweichung und dem arithmetischen Mittelwert und ist besonders gut für den Vergleich der Streuung verschiedener Messreihen geeignet.

$$\nu = \frac{s}{\bar{x}} \quad (3.8)$$

Dies sind die gebräuchlichsten Streuungsmaße für die Einschätzung von Sichtproben der Zufallsvariablen. In einigen Spezialanwendungen werden weiterhin Streuungsmaße wie mittlere Differenz (Streuungsmaß von GINI), relative mittlere absolute Abweichung oder relativer Quartilsabstand eingesetzt. Diese sind für die folgenden Ausführungen weniger relevant und werden an dieser Stelle nur vollständigkeithalber erwähnt. Weitere Informationen dazu findet man beispielsweise in [43], [83] oder [65].

3.3 Grundbegriffe der Wahrscheinlichkeitstheorie

Statistische Daten beruhen auf den Zufallseinflüssen und sind somit mit Unsicherheiten verbunden. Die kalkulierbaren Unsicherheiten bezeichnet man auch als Risiken, die bei der Berechnung in Kauf genommen werden müssen. Zur Ableitung der statistischen Aussagen gehören mathematische Methoden, die sich mit der Beschreibung der zufallsabhängigen Vorgänge über die Entstehung und Beurteilung der Daten beschäftigen. Solche Modelle werden im Rahmen der Wahrscheinlichkeitstheorie abgeleitet. Ziel dieses Kapitels ist also die Einführung in die Wahrscheinlichkeitstheorie zu geben und die für die weitere Betrachtung notwendige Modelle vorzustellen.

3.3.1 Wahrscheinlichkeitsraum

Viele Ereignisse in der Natur können lediglich mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit vorhergesagt werden. Diese Ereignisse werden Zufallsereignisse genannt und werden im Zuge des Zufallsexperiments produziert. Die Wahrscheinlichkeit der Ereignisse wird berechnet durch die Division ihrer Anzahl durch die Anzahl aller möglichen Ergebnisse. Die relativen Häufigkeiten wurden schon früher in diesem Kapitel angesprochen. Folgende klassische Definition der Wahrscheinlichkeit ist oft gebräuchlich und unter anderem in [46] angegeben:

$$P(A) = \frac{\text{Anzahl der günstigen Elementarereignisse}}{\text{Anzahl der möglichen Elementarereignisse}} \quad (3.9)$$

Bei N Versuchen und N_i günstigen Ergebnissen, wird die relative Häufigkeit und entsprechend auch die Wahrscheinlichkeit eines günstigen Ergebnisses berechnet als:

$$h = P(A) = \frac{N_i}{N} \quad (3.10)$$

Es wurde mehrfach nachgewiesen, dass sich die relativen Häufigkeiten mit der zunehmenden Zahl der Versuche stabilisieren [46]. D.h. dass die relativen Häufigkeiten bei hinreichend großer Zahl von Wiederholungen desgleichen Zufallsexperiments als Näherungswerte für die zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeiten angenommen werden können. Diese Annahme ist auch deswegen sehr praktisch, da die Rechenregel für die relative Häufigkeit auch bei der Wahrscheinlichkeitsberechnung angewandt werden kann. Ein Zufallsexperiment ist durch die Menge der möglicher Ergebnisse oder durch einen Ergebnisraum Ω gekennzeichnet. Die Teilmengen dieses Ergebnisraumes werden als zufällige Ereignisse mit den lateinischen Großbuchstaben A, B, C usw. gekennzeichnet. Bei der Anwendung der Wahrscheinlichkeitsberechnung werden die Teilmengen durch die folgenden Relationen festgelegt:

- $A \cup B$ ist die Vereinigung oder Summe zweier Ereignismengen A und B . D.h. ein Ereignis das genau dann eintritt, wenn mindestens eines der zufälligen Ereignisse A und B eintritt.
- $A \cap B$ ist der Durchschnitt oder Produkt der Ereignismengen A und B . In diesem Fall muss das eingetretene Ereignis sowohl in der Teilmenge A als auch in der Teilmenge B liegen.
- \bar{A} ist der Komplement einer Ereignismenge A und beinhaltet alle Ereignisse die nicht in der Teilmenge A liegen.
- $A \setminus B$ ist die Differenz von den Teilmengen A und B unter der, in der festgelegten Reihenfolge verstanden wird, dass ein Ereignis in der Teilmenge A aber nicht in der Teilmenge B liegen muss.
- $A \subseteq B$ ist die Teilmengenbeziehung zwischen A und B . D.h. dass bei einer Realisation von A auch B eintritt.

Die Wahrscheinlichkeit wird durch folgende drei Kolmogoroffsche Axiome charakterisiert, die für das Rechnen mit den Wahrscheinlichkeitswerten wichtig sind:

1. (Positivität): $P(A) \geq 0$ für jedes Ereignis $A \subset \Omega$
2. (Normiertheit): $P(\Omega) = 1$
3. (σ -Additivität): $P(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i) = \sum_{i=1}^{\infty} P(A_i)$ für jede Folge paarweise disjunkter Ereignisse $A_i \subset \Omega$

3.3.2 Bedingte Wahrscheinlichkeit, Bayessche Formel und Unabhängigkeit

Ist die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses von der Wahrscheinlichkeit eines anderen abhängig, so spricht man von der bedingten Wahrscheinlichkeit. In Folgenden wird die Definition der bedingten Wahrscheinlichkeit nach [62] angegeben:

”Sind A und B irgendwelche Ereignisse und ist bei einem Experiment $P(A) \neq 0$, so heißt die durch

$$P(B|A) = \frac{P(A \cap B)}{P(A)} \quad (3.11)$$

gegebene Größe $P(B|A)$ die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses B bei dem genannten Experiment unter der Hypothese, dass das Ereignis A eingetroffen ist, oder kürzer die bedingte Wahrscheinlichkeit des Ereignisses B unter der Hypothese A.”

Häufig wird in der Praxis der Umkehrschluss aus 3.11 gemacht, da die bedingte Wahrscheinlichkeit durch die Experimente gegeben ist und das Produkt der Wahrscheinlichkeit A und B gesucht wird (Multiplikationssatz nach [62]):

$$P(A \cap B) = P(B|A) \cdot P(A) \quad (3.12)$$

Eine andere Anwendung der bedingten Wahrscheinlichkeit ist die Berechnung der interessierenden nicht bedingten Wahrscheinlichkeit über die leicht zu bestimmende oder bekannte bedingte Wahrscheinlichkeit. Nach dem Satz von der totalen Wahrscheinlichkeit [42] kann nämlich $P(B)$ als

$$P(B) = \sum_{i=1}^N P(B|A_i) \cdot P(A_i) \quad \text{für} \quad \bigcup_{i=1}^N A_i = \Omega \quad (3.13)$$

berechnet werden.

Aus der Anwendung der beiden Sätze 3.12 und 3.13 ist in der Entscheidungstheorie ein bekanntes Bayessches Theorem abgeleitet worden. Setzt man in der Berechnungsformel 3.11 im Zähler die Gleichung 3.12 ein und im Nenner den Satz von der totalen Wahrscheinlichkeit nach 3.13, so ergibt sich die im folgenden angegebene Bayessche Formel:

$$P(A_i|B) = \frac{P(A_i) \cdot P(B|A_i)}{\sum_{j=1}^N P(B|A_j) \cdot P(A_j)} \quad \text{für} \quad \bigcup_{i=1}^N A_i = \Omega \quad (3.14)$$

Die nicht ganz offensichtliche Anwendbarkeit der Bayesschen Formel soll anhand eines Beispiels verdeutlicht werden:

Die Einspeisung einer Ortsnetzstation E wird über drei Quellen realisiert A, B, C. Die Ausfallwahrscheinlichkeit für die Quellen beträgt: $P(A) = 0,05$, $P(B) = 0,01$, $P(C) = 0,03$. Außerdem sind die Wahrscheinlichkeiten gegeben, dass aufgrund der fehlerhaften Schaltaktionen die komplette Versorgung von E unterbrochen wird. In diesem Zusammenhang wird die bedingte Wahrscheinlichkeit angegeben für das Ereignis "Ausfall E" aufgrund des Ereignisses "Ausfall X": $P(E|A) = 0,6$, $P(E|B) = 0,3$, $P(E|C) = 0,5$. Hierbei werden nur die Einfachausfälle berücksichtigt. Gesucht ist die Wahrscheinlichkeit für die Versorgungsunterbrechung von E aufgrund des Ausfalls von A.

Wahrscheinlichkeit für den Ausfall der Versorgung ist nach 3.13:

$$P(E) = P(A) \cdot P(E|A) + P(B) \cdot P(E|B) + P(C) \cdot P(E|C) = 0,048$$

Die Wahrscheinlichkeit für die Versorgungsunterbrechung von E aufgrund von A wird nach der Bayesschen Formel 3.14 wie folgt berechnet:

$$P(A|E) = \frac{P(A) \cdot P(E|A)}{P(A) \cdot P(E|A) + P(B) \cdot P(E|B) + P(C) \cdot P(E|C)} = 0,625$$

Mit anderen Worten 62,5% der Ausfälle von E werden von A verursacht.

Eine andere wichtige Eigenschaft der Wahrscheinlichkeitsmengen ist die Unabhängigkeit. Unabhängigkeit von Ereignissen bedeutet, dass sie sich nicht gegenseitig beeinflussen oder gemeinsam von anderen Ereignissen beeinflusst werden. An einem kleinen Beispiel kann dieses Konzept sehr gut veranschaulicht werden.

Zwei einwandfreie Würfel produzieren eine beliebige Zahlenkombination zwischen 1 und 6. Die Ergebnisse der beiden sind weder von einander noch von der in der Vergangenheit geworfenen Zahlenkombination abhängig. Diese Feststellung vereinfacht die Berechnung des Multiplikationssatzes auf:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (3.15)$$

3.4 Zufallsvariablen und ihre Verteilungen

Eine Zufallsvariable ist eine Größe, die bei einem Zufallsexperiment auftritt. Eine Zufallsvariable ordnet jedem Ausgang des Experiments eine reelle Zahl x zu. Diese Zahl wird Realisierung von Zufallsexperiment genannt [83]. Eine Zufallsvariable X , die nur endlich oder abzählbar viele

Werte annimmt, nennt man diskret. Eine Verteilungsfunktion einer diskreten Zufallsvariable weist dementsprechend endlich viele Sprungstellen auf.

Die Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Zufallsvariable gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Werte der Zufallsvariablen angenommen werden. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zufallsvariable X wird durch die Verteilungsfunktion

$$F(X) = P(X \leq x) \quad (3.16)$$

eindeutig definiert. Sie gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass die Zufallsvariable einen Wert kleiner oder gleich x annimmt. F ist damit für alle reelle Zahlen definiert. $F(x)$ wird auch Summenhäufigkeitsfunktion oder kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung genannt [83].

Eine andere Darstellung der Zufallsvariablen bieten zusätzlich die Dichte- und die Wahrscheinlichkeitsfunktion. Die Wahrscheinlichkeitsfunktion ist für die diskrete Zufallsvariablen als $P(X = x_i)$ an den Stellen x_i und sonst 0 definiert. Die Darstellung der Wahrscheinlichkeitsfunktion wird Stabdiagramm genannt, da an den Stellen x_i die $P(X)$ als Stäbe dargestellt werden. Die entsprechende Verteilungsfunktion ist eine Treppenfunktion.

Die stetigen Zufallsvariablen können außerdem durch die Dichtefunktion dargestellt werden. Eine Dichtefunktion ist eine kontinuierliche Funktion, die als Ableitung aus der Verteilungsfunktion entsteht:

$$f(x) = \frac{\partial F(x)}{\partial x}, \quad x \in \mathfrak{R} \quad (3.17)$$

Einige Eigenschaften der Dichtefunktion werden im Folgenden angegeben, da sie für die weiteren Ausführungen von Interesse sein werden. Für jede Dichtefunktion gilt:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1 \quad (3.18)$$

Für die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses $a < x \leq b$ gilt, dass diese der Fläche unter der Kurve der Dichtefunktion f zwischen $a < x \leq b$ entspricht:

$$P(a < X \leq b) = \int_a^b f(x) dx = F(b) - F(a) \quad (3.19)$$

Die Charakterisierung von den Zufallsvariablen erfolgt durch die Kenngrößen, die mit Hilfe der "beschreibenden Statistik" bestimmt werden können. Die wichtigsten Kenngrößen von Zufallsvariablen sind der Erwartungswert $E(X)$ und die Varianz $\text{Var}(X)$. Mit Hilfe dieser Werte erhält man "Aufschluss über die Zufallsgröße und deren Wahrscheinlichkeitsverteilung" [83].

Wird ein Zufallsexperiment genügend oft wiederholt, so nähern sich die Werte der Kenngrößen den wahren Werten der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zufallsvariablen an. Aus diesem Grund ist in den meisten Fällen die Kenntnis der Kenngrößen ausreichend, um die Zufallsvariable ausreichend charakterisieren zu können.

Der Erwartungswert einer Zufallsgröße ist der gewichtete Mittelwert aller Werte x . Die einzelnen x -Werte werden dabei mit zugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten p gewichtet. Für eine diskrete Zufallsvariable lautet der Erwartungswert:

$$E(X) = \sum_i^n x_i \cdot p(x_i) \quad (3.20)$$

Für eine stetige Zufallsgröße, bei der die Einzelwahrscheinlichkeit p durch die Dichtefunktion $f(x)$ gegeben ist, geht die Summe in einen Integral über:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (3.21)$$

Die zweite wichtige Kenngröße ist die Varianz einer Zufallsgröße. Sie ist ein Maß für die Abweichung der Werte der Zufallsgröße vom Erwartungswert. Analog zum Erwartungswert lautet die Formel bei diskreten Zufallsvariablen:

$$E(X) = \sum_i^n (x_i - \mu)^2 \cdot p(x_i) \quad (3.22)$$

und entsprechend für die stetigen Zufallsvariablen:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 \cdot f(x) dx \quad (3.23)$$

Damit ist die Varianz der Erwartungswert der quadrierten Abweichungen vom Erwartungswert einer Zufallsvariable. Im Gegensatz zu 3.22 und 3.23 wird mit 3.6 die Streuung einer konkreten Beobachtungsreihe ausgedrückt. Entsprechend kann man die Standardabweichung der Zufallsvariablen X durch die Wurzel aus der Varianz nach 3.23 oder nach 3.22 berechnen.

3.4.1 Parameterschätzungen

In der Statistik wird im Allgemeinen unter dem Begriff "Schätzen" "das Festlegen von Werten für unbekannte Parameter der zugrundegelegten Verteilung mittels eines statistischen Experiments bzw. einer Stichprobe" verstanden [83].

Gegeben sei nun im Folgenden eine Messreihe x_1, \dots, x_n von Zufallsgrößen X_1, \dots, X_n , die z.B. die Ergebnisse der Wiederholung vom Zufallsexperiment beschreiben. Auf Grund dieser Messreihe soll eine möglichst genaue Schätzung eines unbekannten Parameters θ der Verteilungen von X_i angegeben werden. Gesucht ist folglich eine Schätzfunktion oder kurz Schätzer $\theta(x_1, \dots, x_n)$, welcher der Messreihe x_1, \dots, x_n einen Wert (Schätzwert) zuordnet. Die Hauptforderung dabei ist, dass der Schätzwert so nah wie möglich an dem wahren Wert θ liegen muss. Da eine Schätzfunktion selbst auf den Ergebnissen eines Zufallsexperiments beruht, stellt auch sie eine Zufallsvariable dar. Es ist daher wichtig, gewisse Anforderungen an eine Schätzfunktion zu stellen.

Zum einen ist es wünschenswert, dass eine Schätzfunktion zumindest im Mittel den richtigen Wert liefert. Diese Eigenschaft wird als erwartungstreu bezeichnet.

Zum anderen sollte eine brauchbare Schätzfunktion mit zunehmenden Wiederholungen eines Zufallsexperiments (also steigendem Stichprobenumfang n) immer genauere Werte für den unbekannten Parameter liefern [43]. Hierbei wird von der Konsistenz der Schätzfunktion gesprochen.

Abschließend sollte eine Schätzfunktion effizient sein. Dies liegt vor, wenn sie bereits bei einer geringen Stichprobenmenge eine möglichst geringe Varianz aufweist. Denn je geringer die Varianz ist, umso näher befindet sich der Schätzwert am wahren Wert der Verteilung.

Im folgenden werden nun drei übliche Schätzmethoden für die unbekannten Parameter einer Verteilung vorgestellt, die Momentenmethode, die Maximum-Likelihood-Methode und die kleinster Fehler-Methode. Zur Herleitung der vorliegenden Methoden ist auf die einschlägige Literatur verwiesen.

Momentenmethode

Durch Momente bzw. zentrale Momente ist es möglich die Verteilung der Zufallsvariablen X zu charakterisieren. An dieser Stelle wird ein kurzer Exkurs zu den Grundlagen des Begriffs "statistische Momente" gemacht.

Die empirischen Momente eines Merkmals X sind mittlere gewichtete Abstände der Merkmalswerte von einem Bezugspunkt. Folgende Momentenklassen können nach [46] charakterisiert werden:

- Nullmomente:

$$m_r = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^r \quad (3.24)$$

- Zentralmomente:

$$m_r^z = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^r \quad (3.25)$$

- Standardmomente:

$$m_r^{st} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{s} \right)^r \quad (3.26)$$

Es fällt auf, dass die vorher angegebene Lagemaße zu der Klasse der Nullmomente und die Streuungsmaße zu der Klasse der Zentralmomente gehören. Der erste Moment $E(X_i)$ stellt den Erwartungswert dar, der zweite zentrale Moment die Varianz $E(X - EX)^2$ [43].

Bei der Schätzung nach der Momentenmethode werden die zu schätzenden Parameter durch die Momente der Verteilung berechnet. In den dadurch erhaltenen Formeln werden diese Momente durch empirischen Momente ersetzt. Dabei ist das empirische Nullmoment einer Zufallsvariablen X definiert durch:

$$m_1 = \frac{1}{n} \sum_i^n x_i = \bar{x} \quad (3.27)$$

und der k -te empirische zentrale Moment durch [83]:

$$m_k = \frac{1}{n} \sum_i^n (x_i - \bar{x})^k \quad \text{für } k \geq 2 \quad (3.28)$$

Dabei wird durch den Parameter n der Umfang der Stichprobe ausgedrückt.

Zur Schätzung des Erwartungswertes wird der empirische Nullmoment verwendet. Dieses entspricht genau dem arithmetischen Mittel \bar{x} . Aus der Formel des empirischen Zentralmoments wiederum lässt sich der Momenten-Schätzer für die Varianz ermitteln:

$$m_2 = \frac{1}{n} \sum_i^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (3.29)$$

Vorteil der Momentenschätzer ist eine einfache Berechnung aus den gegebenen Stichproben. Hinsichtlich der wünschenswerten Eigenschaften sind Momentenschätzer [83]:

- fast stets asymptotisch normal verteilt,
- zumindest asymptotisch erwartungstreu,

- immer konsistent,
- oft nicht effizient,
- oft nicht suffizient.

Maximum-Likelihood-Methode

Diese Methode beschreibt das Schätzverfahren nach der größten Erwartung und basiert auf der sogenannten Likelihood-Funktion der Beobachtungsdaten. Gesucht ist, wie bereits erläutert, der unbekannte Parameter θ . Die Likelihood bezeichnet dabei die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der beobachteten Stichprobe (bzw. Messreihe) x_1, \dots, x_n bei einem bestimmten Wert dieses unbekannten Parameters. Wichtig ist hierbei, dass die beobachtete Stichprobe einer jeden in Frage kommenden Verteilung gehören kann. Der gesuchte Parameter θ der jeweiligen Verteilungen tritt in der Likelihood-Funktion als Unbekannte auf und muss passend bestimmt werden. Das geschieht, indem das Maximum der Funktion mit den beobachteten Stichproben berechnet wird. Als Maximum-Likelihood-Schätzer wird nun gerade der Parameter θ einer bestimmten Verteilung bezeichnet, der die Wahrscheinlichkeitsfunktion $L(\theta|x_1, \dots, x_n)$ maximiert. Im Falle einer diskreten Verteilung mit der Zufallsvariable X lautet die allgemeine Form der Likelihood-Funktion:

$$L(\theta|x_1, \dots, x_n) = f_\theta(x_1) \cdot \dots \cdot f_\theta(x_n) \quad \text{mit} \quad f_\theta = P(X = x) \quad (3.30)$$

Ein Parameterwert $\tilde{\theta}$ mit $L(\tilde{\theta}; x_1, \dots, x_n) \geq L(\theta; x_1, \dots, x_n)$ heißt Maximum-Likelihood-Schätzer für θ [100].

Im Falle einer stetigen Verteilung wird die Wahrscheinlichkeitsfunktion durch die Wahrscheinlichkeitsdichte ersetzt.

Um die Berechnung der partiellen Ableitung zu erleichtern, wird die Likelihood-Funktion oft mit dem natürlichen Logarithmus transformiert. Man erhält dann die sogenannte log-Likelihood. Anschließend wird diese log-Likelihood abgeleitet. "Maximum Likelihood Schätzungen können nach einem einheitlichen Muster für eine Vielzahl von Schätzproblemen in der Statistik eingesetzt werden" [100].

Der Nachteil der Maximum-Likelihood-Schätzmethode ist, dass für eine bestimmte Stichprobe eine bestimmte parametrische Verteilung angenommen werden muss. Zudem sind die mathematischen Verfahren zur Umrechnung der Wahrscheinlichkeitsfunktion nach dem zu schätzenden Parameter nicht immer trivial [83].

Bei der Methode der kleinsten Fehlerquadrate (engl.: Ordinary Least Squares) die auf Laplace und Gauß zurückgeht, wird vorausgesetzt, dass die Erwartungswerte der Zufallsvariablen X_i vom unbekannten Parameter θ abhängen. Der Parameter wird aus der Stichprobe so geschätzt, dass der Fehler S minimiert wird. Gegeben sind also die Beobachtungen (bzw. Messpunkte) x_i der Zufallsvariablen X_i , welche durch die Funktion g_i angenähert werden sollen. Die Schätzung für den Parameter θ sollte so gewählt werden, dass die Beobachtungen x_i und die Funktionswerte $g_i(\theta)$ möglichst nah beieinander liegen.

$$\min [S(\theta)] = \sum_{i=1}^n [x_i - g_i(\theta)]^2 \quad \text{mit Stichprobenumfang } n \quad (3.31)$$

Die Funktion 3.31 wird minimiert in dem ihre Ableitung gleich Null gesetzt wird. In den meisten Statistikprogrammen steht eine Möglichkeit die Funktion numerisch zu berechnen da die analytische Lösung nicht trivial ist. Als g_i wird dabei eine lineare oder eine exponentielle Funktion zur Verfügung gestellt.

3.4.2 Konfidenzintervalle

Die bisher beschriebenen Schätzverfahren beruhen auf der sogenannten Punktschätzung. Ein unbekannter Parameter θ wurde durch einen einzigen Schätzwert $\tilde{\theta}$ angenähert. Im folgenden Abschnitt wird nun die Intervallschätzung betrachtet. Hier ist ein möglichst kleiner Bereich gesucht, in dem der unbekannte Parameter θ zu finden ist. Informationen zu θ erhält man anhand eines Zufallsexperimentes. Aus diesem Grund ist es unmöglich mit 100%iger Sicherheit einen Bereich für θ anzugeben. Allerdings existieren Methoden, die mit einer nur kleinen Wahrscheinlichkeit angeben, in welchem Bereich θ nicht enthalten ist. Diese Wahrscheinlichkeit wird als Irrtumswahrscheinlichkeit bezeichnet und ist höchstens gleich α . Demzufolge, enthält mit einer mindestens $1-\alpha$ hohen Wahrscheinlichkeit ein Bereich, in dem der Parameter θ liegt. Dieser Bereich wird Konfidenzbereich zum Niveau $1-\alpha$ genannt. Handelt es sich bei dem Bereich um ein Intervall, spricht man von einem Konfidenzintervall oder auch Vertrauensbereich. Als Vertrauenswahrscheinlichkeit wird meist $1-\alpha = 95\%$ gewählt. Mit einer 95%igen Wahrscheinlichkeit befindet sich also der unbekannte Parameter θ im Konfidenzintervall oder umgekehrt, zu 5% ist θ nicht im Intervall enthalten.

Um solch ein Konfidenzintervall zu konstruieren, muss zunächst mit Hilfe der Punktschätzung ein Schätzer $\tilde{\theta}$ ermittelt werden. Es wird anschließend die standardisierte Zufallsvariable gebildet, die einen Erwartungswert gleich 0 und eine Varianz gleich 1 besitzt:

$$Z = \frac{\tilde{\theta} - \mu(\theta)}{\sigma(\theta)} \quad (3.32)$$

Die erhaltene standardisierte Zufallsvariable ist unabhängig von θ . Die Verteilungen von μ und σ hängen allerdings von θ ab. Es lassen sich anschließend untere und obere Schranken u_1 und u_2 des gesuchten Bereiches finden, so dass:

$$P \left(u_1 \leq \frac{\tilde{\theta} - \mu(\theta)}{\sigma(\theta)} \leq u_2 \right) \geq 1 - \alpha \quad \text{für alle } \theta \quad (3.33)$$

diejenige Werte θ für die gilt:

$$u_1 \leq \frac{\tilde{\theta} - \mu(\theta)}{\sigma(\theta)} \leq u_2 \quad (3.34)$$

bilden schließlich den Konfidenzbereich zum Niveau $1-\alpha$. u_1 und u_2 sollten so ausgewählt werden, dass die Wahrscheinlichkeit P nahe bei $1-\alpha$ liegt, ansonsten wäre der Konfidenzbereich zu groß und somit nicht aussagekräftig. Es besteht desweiteren auch die Möglichkeit nur links- oder rechtsseitig einen Grenzwert zu setzen. In solch einem Fall spricht man von einem einseitigen Konfidenzintervall.

Durch wachsenden Stichprobenumfang n wird das Konfidenzintervall enger. Belässt man n bei demselben Wert und verringert stattdessen die Vertrauenswahrscheinlichkeit (also vergrößert α) führt das zum gleichen Resultat. Allerdings ist dann nur noch eine weniger sichere Aussage über den unbekannten Parameter θ möglich, da die Vertrauenswahrscheinlichkeit reduziert bzw. die Irrtumswahrscheinlichkeit erhöht wurde.

3.5 Ausgewählte Verteilungen und die Schätzparameter

Im vorangegangenen Kapitel wurden mathematische Methoden zu statistischen Schlusswesens diskutiert. Im vorliegenden Kapitel sollen diese nun Anwendung finden. Zunächst erfolgt eine Charakterisierung einzelner für diese Arbeit relevanter statistischer Verteilungen. Nach der Erläuterung ihrer Eigenschaften, werden im Anschluss statistische Schlüsse über ihre wesentlichen Kenngrößen mittels den im Kapitel 4 gelernten Methoden durchgeführt.

3.5.1 Die stetige Verteilungen der Zufallsvariablen

Normalverteilung

Die Normalverteilung stellt eine stetige Verteilung dar und besitzt zwei Parameter: den Erwartungswert μ und die Varianz σ^2 . Sie wird gekennzeichnet durch $N(\mu, \sigma^2)$. Die Dichtefunktion der normal verteilten Zufallsvariablen ist:

$$f(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{x-\mu}{\sigma} \right]^2} \quad (3.35)$$

Die Dichtefunktion der Normalverteilung weist eine symmetrische Glockenform mit dem Maximum bei μ auf. Durch $\mu \pm \sigma$ werden die Wendepunkte sowie die Breite der Normalverteilung definiert. Das Integral der Dichtefunktion ergibt die Normalverteilungsfunktion:

$$F(z|\mu, \sigma) = \int_{-\infty}^z \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{x-\mu}{\sigma} \right]^2} dx \quad (3.36)$$

Dieses Integral ist nicht elementar berechenbar. Aus diesem Grund wird die Normalverteilung standardisiert, sprich in eine Standardnormalverteilung $N(0, 1)$ transformiert. Φ und φ sind dabei die Verteilungs- und die Dichtefunktion von $N(0, 1)$. Anhand der Werte der $N(0, 1)$ -Verteilung, ist eine Umrechnung in die Werte einer beliebigen $N(\mu, \sigma^2)$ -Verteilung durch die Umformung nach 3.37 möglich.

$$F_X(x) = \Phi \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right) \quad \text{bzw.} \quad f_X(x) = \frac{1}{\sigma} \varphi \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right) \quad (3.37)$$

Die Abbildung 3.3 zeigt den Verlauf der Dichte- und Verteilungsfunktion einer Normalverteilung.

Lognormalverteilung

Oft ist die Annahme, dass eine Stichprobe x_1, \dots, x_n einer normalverteilten Grundgesamtheit entstammt, nicht zutreffend. Dies liegt daran, dass die Verteilung der Zufallsvariablen X nicht symmetrisch um einen Wert ist, was aber bei einer Normalverteilung der Fall sein müsste. "Besteht der Verdacht auf eine rechtsschiefe Verteilung [...], so kann oft durch Logarithmieren erreicht werden, dass die Verteilung der logarithmierten Werte nahezu symmetrisch und sogar einer Normalverteilung gut angepasst ist" [42]. Die Lognormalverteilung ist also aus der Normalverteilung abgeleitet und dementsprechend auch stetig. Die "Schiefe" beschreibt dabei

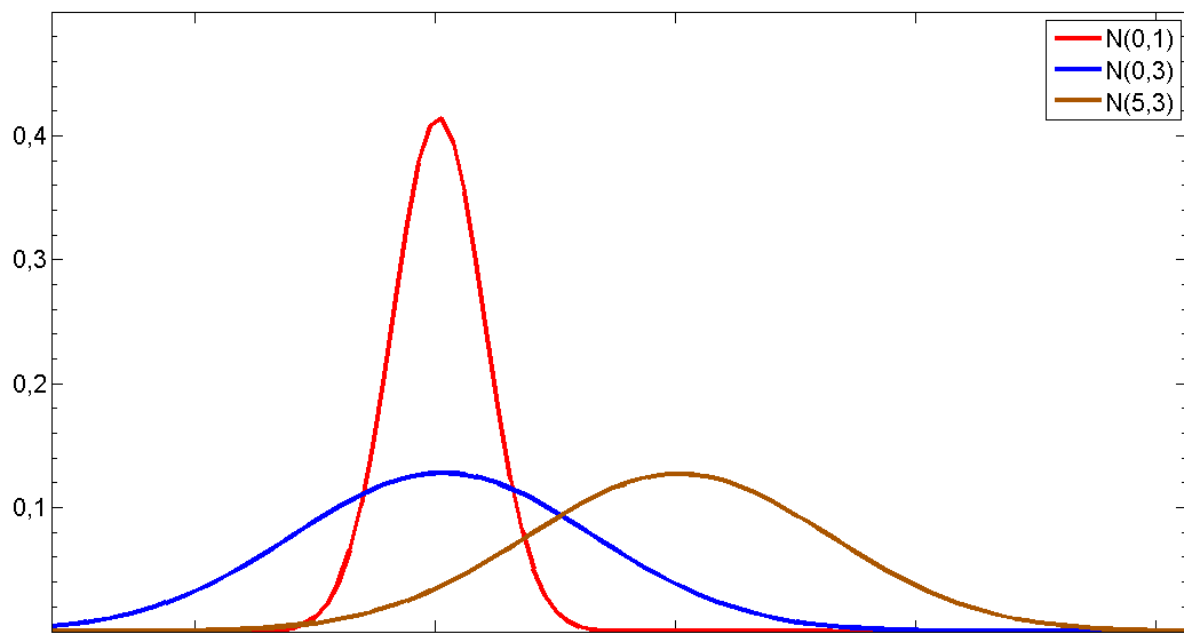


Abbildung 3.3.: Dichtefunktionen der Normalverteilung.

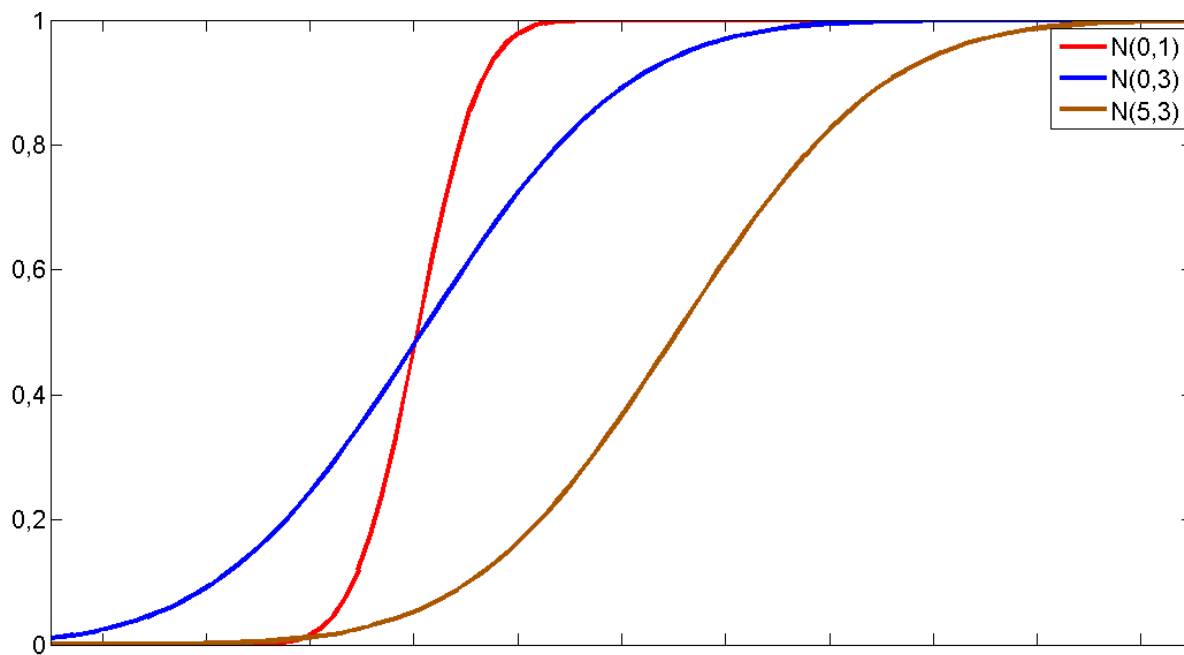


Abbildung 3.4.: Verteilungsfunktionen der Normalverteilung.

die Neigungsstärke einer Verteilung. Bei einer Rechtsschiefe, wie dies bei einer Lognormalverteilung der Fall ist, wird auch von einer "positiven Schiefe" gesprochen und es muss gelten:

$$\gamma_1 = \frac{E(X - EX)^3}{\sqrt[3]{VarX}} > 0 \quad (3.38)$$

Die Lognormalverteilung findet oft Anwendung z.B. in der Schadensstatistik oder in Empfindsamkeitsmessungen bei Verabreichungen von Medikamenten. Wenn $\ln X$ eine $N(\mu, \sigma^2)$ -verteilte Zufallsvariable ist, so wird X auch als logarithmisch normalverteilt bezeichnet. Die Verteilungsfunktion von X ist definiert als:

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^x \frac{1}{t} e^{-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (3.39)$$

und die Dichtefunktion lautet:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} \exp\left(-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (3.40)$$

Die rechtsschiefe Form der Dichtefunktion ist in Abbildung 3.5 gut erkennbar. Die Parameter der Lognormalverteilung sind definitionsgemäß aus der Normalverteilung ableitbar. Der Erwartungswert einer Lognormalverteilung ist:

$$E(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{+\infty} x \frac{e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}}{x} dx = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}} \quad (3.41)$$

und die Varianz:

$$Var(X) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^{+\infty} (x - e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}})^2 \frac{e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}}{x} dx = e^{2\mu + \sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1) \quad (3.42)$$

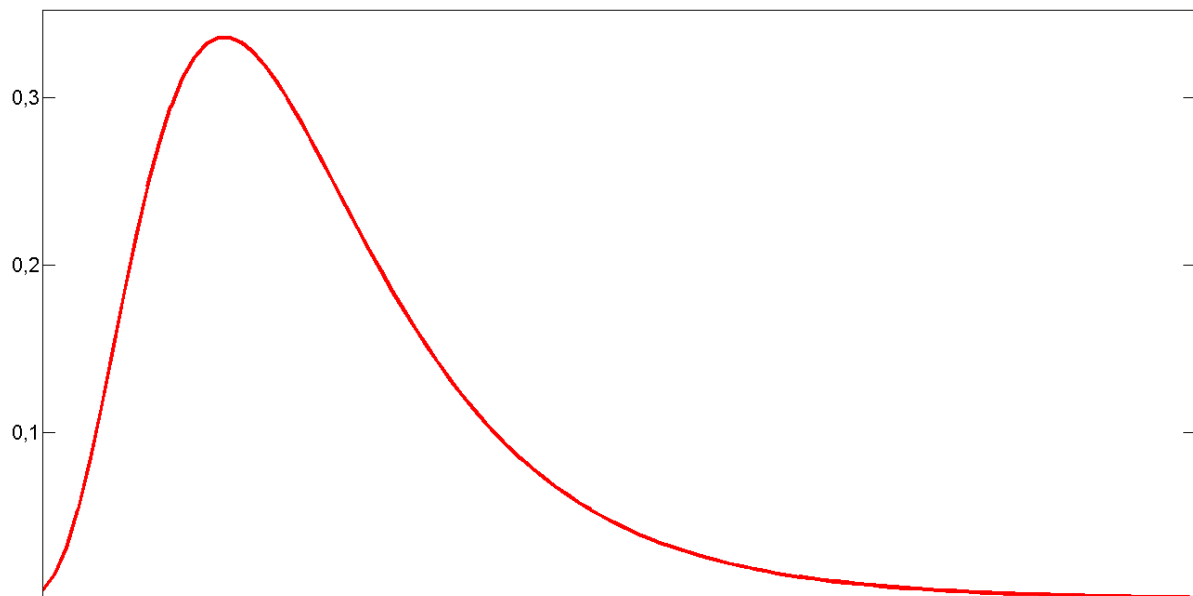


Abbildung 3.5.: Dichtefunktion der Lognormalverteilung $\text{Log}N(1; 0, 5)$.

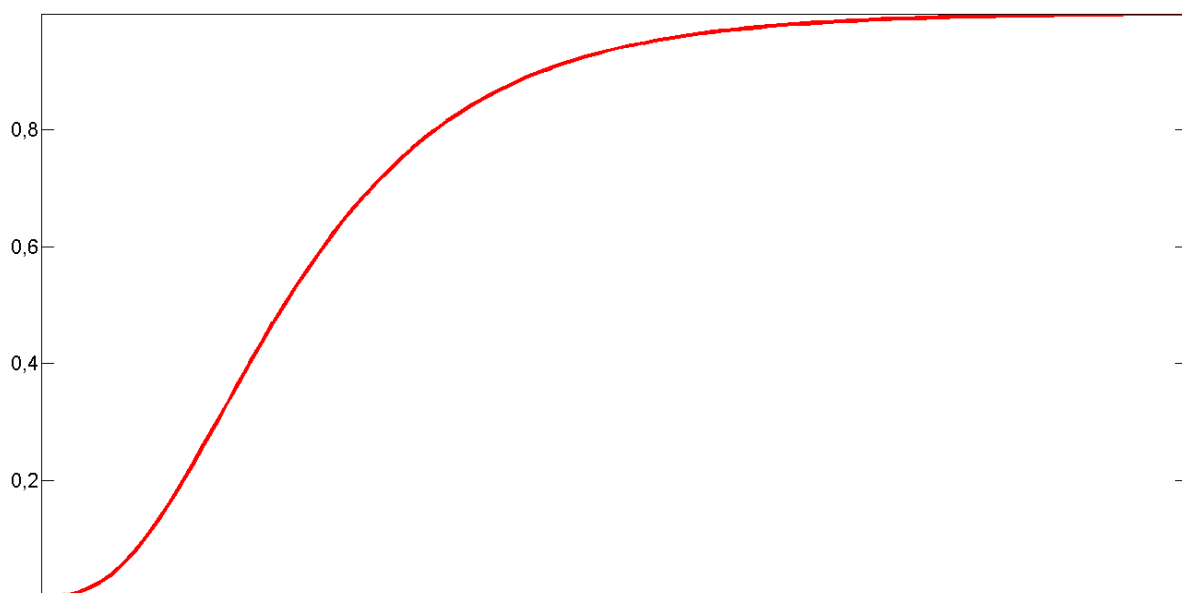


Abbildung 3.6.: Verteilungsfunktion der Lognormalverteilung $\text{Log}N(1; 0, 5)$.

Weibullverteilung

Besonders für die Altersbetrachtung relevante Verteilung wird die Weibullverteilung näher untersucht. Sie ist neben der Exponentialverteilung eine mit am häufigsten angewandte Lebensdauerverteilung. Sie spielt eine wichtige Rolle vor allem im Zusammenhang mit der Beschreibung von Materialermüdungserscheinungen. Da sie sehr anpassungsfähig ist, wird sie auch oft zur Modellierung der Schadenshöhe bei Betriebsmittelausfällen benutzt. Sie stellt eine stetige Verteilung dar. Die Dichtefunktion der Weibullverteilung ist:

$$f(x) = \alpha \beta x^{\beta-1} e^{-\alpha x^\beta} \quad (3.43)$$

Die Verteilungsfunktion der Weibullverteilung lautet:

$$F(x) = 1 - e^{-\alpha x^\beta} \quad (3.44)$$

Man spricht dabei von einer weibullverteilten Zufallsvariablen X mit den Parametern $\alpha > 0$ und $\beta > 0$. Der Erwartungswert und Varianz der Weibullverteilung kann mit den Gleichungen 3.45 und 3.46 berechnet werden.

$$E(X) = \alpha^{-1/\beta} \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (3.45)$$

und

$$\text{Var}(X) = \alpha^{-2/\beta} \cdot \left(\Gamma\left(\frac{2}{\beta} + 1\right) - \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)^2 \right) \quad (3.46)$$

Dabei gilt folgende Gleichung für die Gamma Funktion bei der Berechnung des Erwartungswertes und der Varianz:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} e^{-t} dt \quad (3.47)$$

Die Ausfallrate der Weibullverteilung wird oft in der Berechnung der altersabhängigen Ausfallrate der Betriebsmittel eingesetzt.

$$\lambda(t) = \alpha \beta t^{\beta-1} \quad (3.48)$$

Die Dichtefunktion und Verteilungsfunktion der Weibullverteilung sieht man in den Abbildungen 3.7 und 3.8.

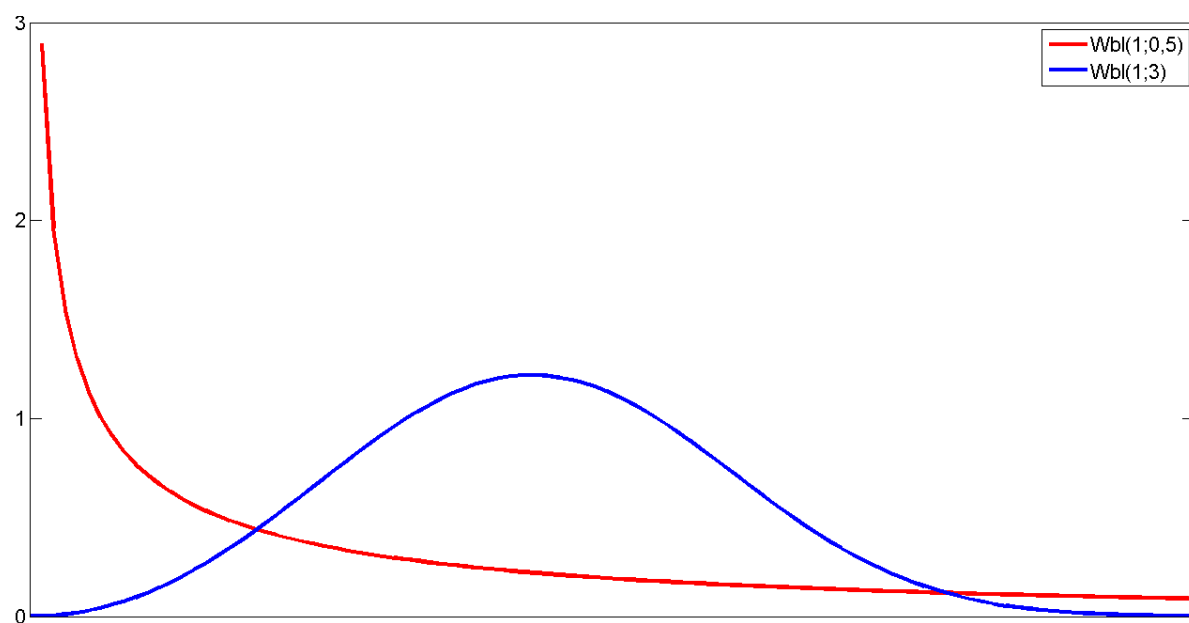


Abbildung 3.7.: Dichtefunktion der Weibullverteilung.

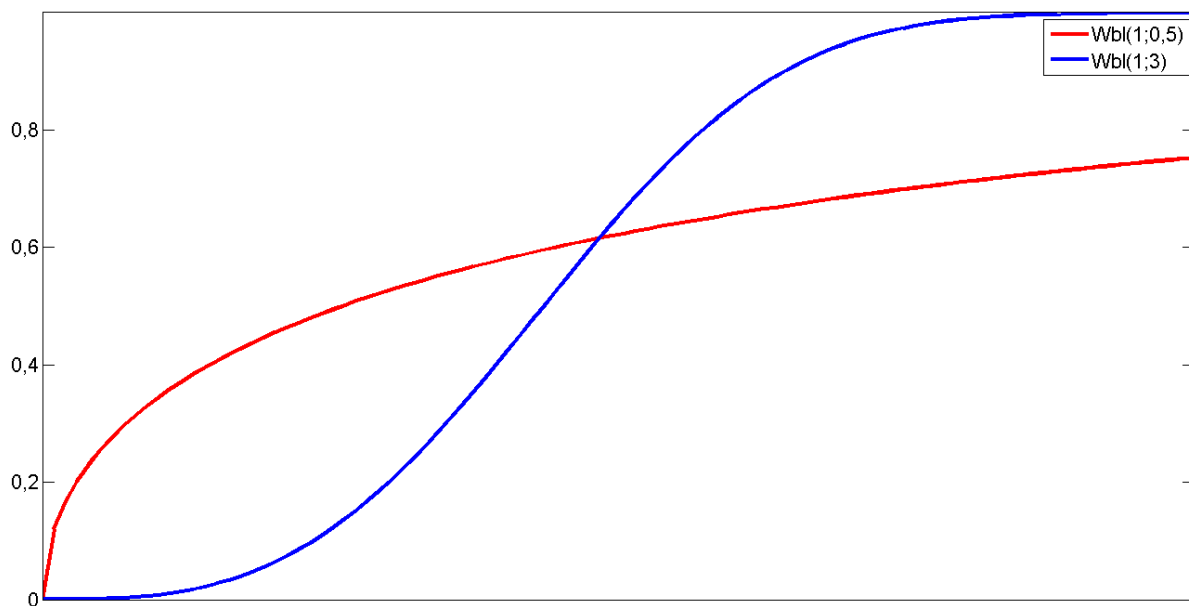


Abbildung 3.8.: Verteilungsfunktion der Weibullverteilung.

3.5.2 Die diskreten Verteilungen der Zufallsvariablen

Binomialverteilung

Die Binomialverteilung stellt eine diskrete Verteilung dar. Vor allem bei Gesetzmäßigkeiten zufälliger Ereignisse spielt sie eine wesentliche Rolle. Eine Zufallsvariable X heißt binomialverteilt mit den Parametern n und p , falls gilt:

$$B(k | p, n) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \quad (3.49)$$

Die Anzahl von Wiederholungen eines Zufallsexperiments ist dabei durch n definiert. p repräsentiert die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein bestimmtes Ereignis und k legt fest, wie oft dieses Ereignis eingetreten ist. Man schreibt auch $(X \approx B(n, p))$. Die Binomialverteilung gibt folglich "die Wahrscheinlichkeit an, mit der [ein bestimmtes] Ereignis bei n unabhängigen Versuchen (Stichproben) genau k -mal auftritt" [30].

Der Erwartungswert der Binomialverteilung wird nach Gleichung 3.50 wie folgt berechnet:

$$E(X) = np \quad (3.50)$$

Die Varianz von der Binomialverteilung ist:

$$\text{Var}(X) = np(1 - p) \quad (3.51)$$

Trifft $np(1 - p) \geq 9$ zu, so lässt sich die Binomialverteilung durch eine Normalverteilung $N(np, npq)$ annähern. Es ist dann:

$$P(X \leq x) \cong \Phi \left(\frac{X - np}{\sqrt{np(1 - p)}} \right) \quad (3.52)$$

Die Dichte- und Verteilungsfunktion ist in den Abbildungen 3.9 und 3.10 dargestellt.

Poissonverteilung

Die Poissonverteilung ist eine diskrete Verteilung der Zufallszahlen. Die Poissonverteilung wird auch "Verteilung der seltenen Ereignisse" genannt [42]. Die Verteilung beschreibt Anzahl der Fälle in denen das Ereignis eintritt. Die Poissonverteilung macht also Voraussagen über k innerhalb eines bestimmten Intervalls, wenn aus vorangehender Beobachtung bereits bekannt ist, wie viele Ereignisse im Mittel (λ) innerhalb dieses Intervalls erwartet werden.

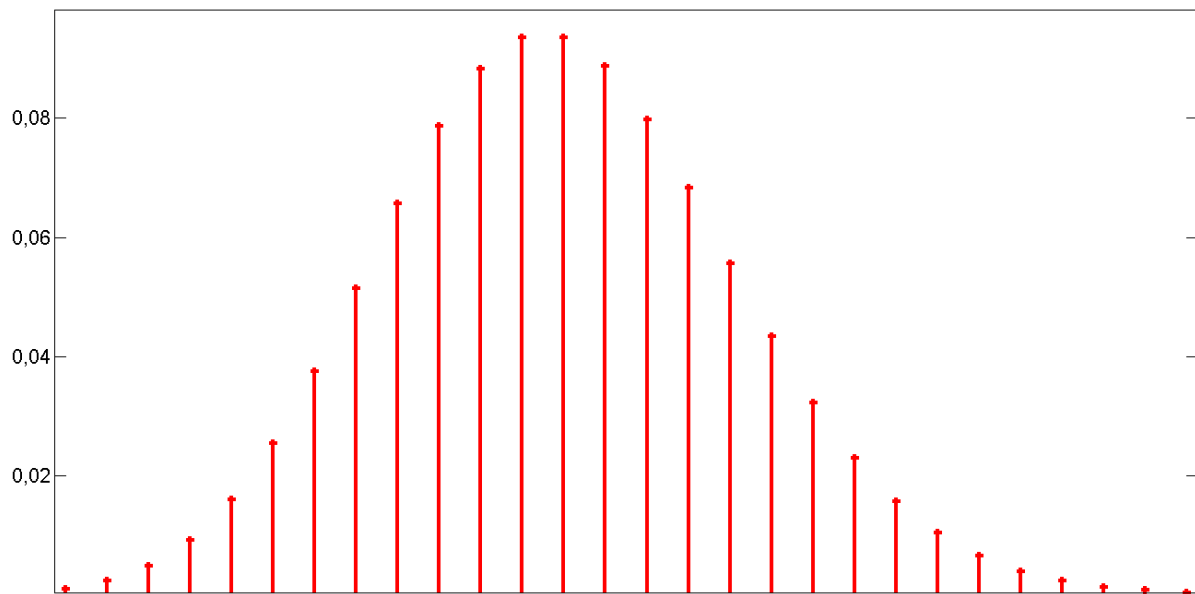


Abbildung 3.9.: Dichtefunktion der Binomialverteilung $Bin(0,5;20)$.

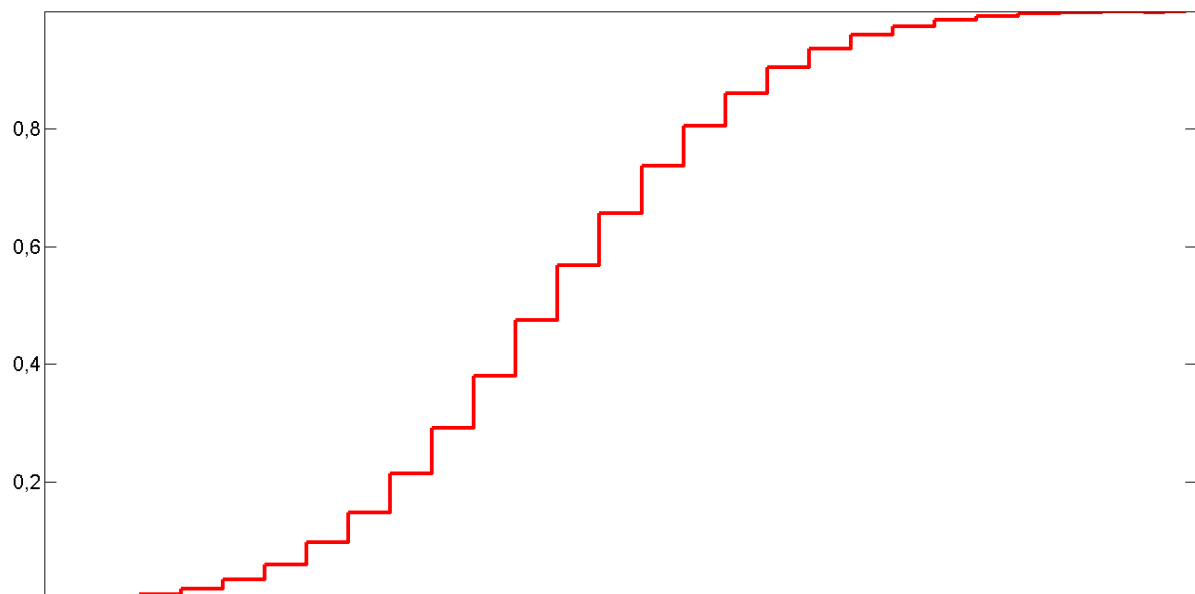


Abbildung 3.10.: Verteilungsfunktion der Binomialverteilung $Bin(0,5;20)$.

Die Poissonverteilung hat einige, für die Modellierung sehr bequeme Eigenschaften. So sind der Erwartungswert und die Varianz der Verteilung beide gleich λ , die nach der Gleichung 3.53 berechnet werden können:

$$E(X) = Var(X) = \lambda \quad (3.53)$$

Weiterhin gilt für die Summe der n unabhängigen poissonverteilten Zufallsvariablen mit Parametern λ_i :

$$\begin{aligned} E(X) &= E(X_1) + \cdots + E(X_n) = \underbrace{\frac{\lambda}{n} + \cdots + \frac{\lambda}{n}}_{n \text{ mal}} = \lambda \rightarrow \lambda \\ Var(X) &= Var(X_1) + \cdots + Var(X_n) \\ &= \underbrace{\frac{\lambda}{n} \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right) + \cdots + \frac{\lambda}{n} \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)}_{n \text{ mal}} = \lambda \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right) \rightarrow \lambda \end{aligned} \quad (3.54)$$

Wegen der einfachen Handhabung wird die Verteilung oft eingesetzt um die Anzahl der Fehler in den Betriebsmitteln zu modellieren [13]. Die Dichte- und die Verteilungsfunktion der Poissonverteilung ist in den Abbildungen 3.11 und 3.12 präsentiert. Die dargestellten Verteilungen wurden deshalb ausgewählt, da sie besonders oft in der Analysen sowohl der Schadensstatistik als auch der Zuverlässigkeitsberechnung eingesetzt werden. Die beschriebenen Verteilungen werden im Kapitel 5 noch mal aufgegriffen und in Kapitel 6 intensiv angewandt. An dieser Stelle sei auch angemerkt, dass nachfolgend vorgestellte Berechnungsmethodik nicht ausschließlich auch die beschriebenen Verteilungen angewiesen ist. Die Annäherung der Daten an die bekannten Verteilungen kann aber die Berechnung erheblich erleichtern.

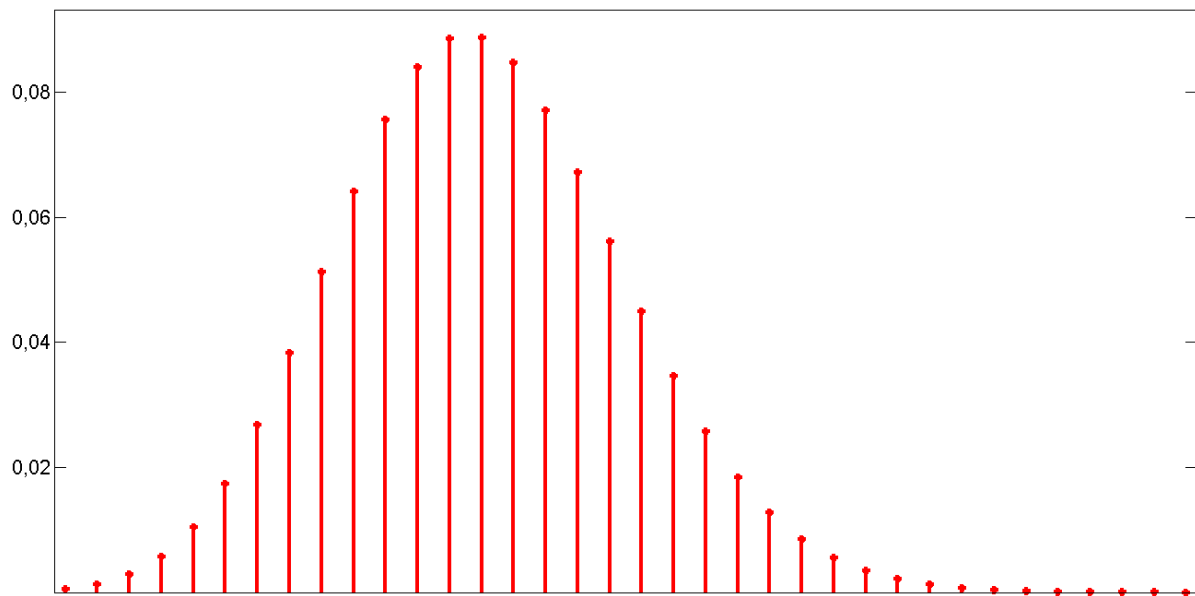


Abbildung 3.11.: Dichtefunktion der Poissonverteilung $Poiss(5)$.

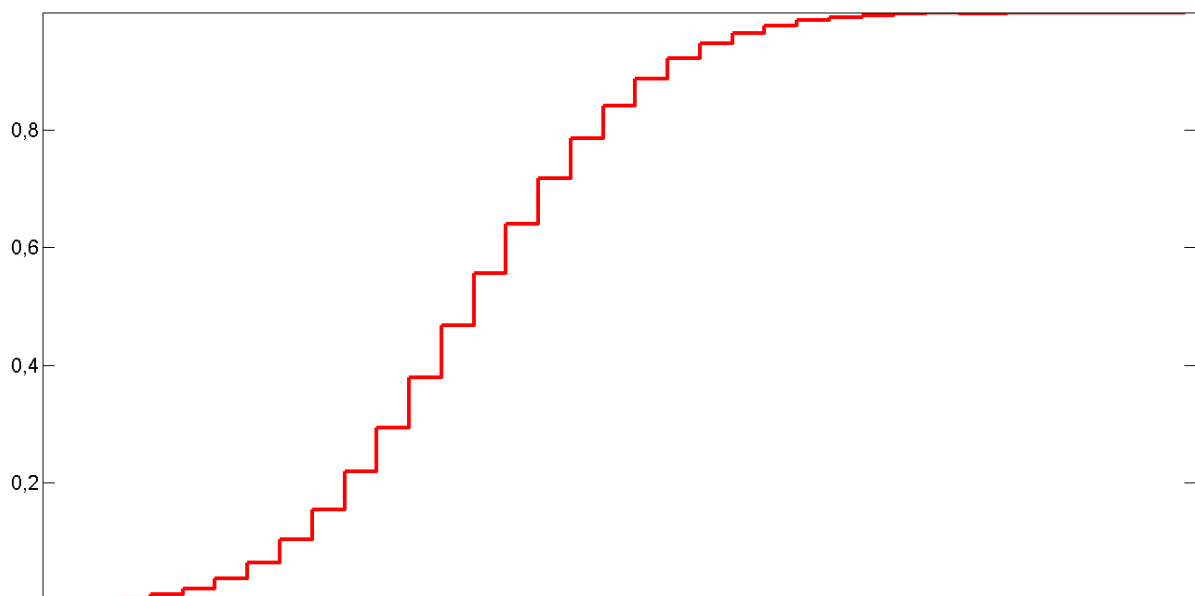


Abbildung 3.12.: Verteilungsfunktion der Poissonverteilung $Poiss(5)$.

4 Risiko und Risikomanagement

Als Motivationsgrundlage für die allgemeine Einführung eines Risikomanagementsystems diene neben den Aspekten wie Wirtschaftlichkeit und Gewinnmaximierung auch das im Jahre 1998 eingeführte Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG). Es verpflichtet den Vorstand eines Unternehmens, ein angemessenes Risikomanagement sowie ein internes Überwachungssystem zu etablieren. Desweiteren müssen im Lagebericht des Jahresabschlusses Aussagen zu Risiken und Risikostruktur des Unternehmens gemacht werden (KonTraG, Artikel 1 Punkt 9).

Viele Unternehmen wurden durch das KonTraG erstmals mit dem professionellen Management von Risiken konfrontiert. Anders verhielt sich die Situation bei Unternehmen aus der Kredit- und Versicherungswirtschaft. Der Umgang mit Risiken gehört hier zum alltäglichen Geschäft. Entsprechende Verfahren und Know-How sind vorhanden.

Das folgende Kapitel thematisiert den Prozess der Risikobewertung am Beispiel von Banken und Versicherungsunternehmen. Einführend wird die der weiteren Arbeit zugrunde liegende Definition des Risikobegriffs erarbeitet, um anschließend eine Einordnung der Risikobewertung in den Gesamtprozess des Risikomanagements vorzunehmen.

4.1 Allgemeiner Risikobegriff

Die mögliche Herkunft des Begriffs Risiko ist nach dem etymologischen Wörterbuch das italienische *risico* oder *risco* was übersetzt Wagnis oder Gefahr bedeutet. Eine andere Deutung des Begriffs wurde in Fremdwörterbuch Duden angegeben laut dem das Risiko aus dem arabischen *rizq* stammen könnte, was so viel wie "von Gottes Gnade oder Geschick abhängigen Lebensunterhalt" bedeutet. Anhand dieser beider Begriffsdefinitionen sieht man wie vieldeutig das Risiko an sich sein kann. Auch wenn die Subjektivität des Begriffs von Allgemeinheit unumstritten ist, werden mit dem Wort einige gemeinsame Assoziationen verbunden. So ist das Risiko notwendigerweise eine zukunftsbezogene Abweichung von dem erwarteten Resultat oder geplanten Ergebnis. Und obwohl diese Abweichung auch im positiven Sinn interpretiert werden kann z.B. unternehmerisches Risiko, wird das positive Ergebnis eher mit dem Wort Chance beschrieben, was auf der anderen Seite dem Wort Risiko eine Negativität verleiht. In [77] wird eine Unterteilung in allgemeines und individuelles Risiko gemacht. Dabei ist das Risiko im Allgemeinen als die Differenz zwischen zwei Resultaten aufgefasst: das geplante bzw. erwartete Ergebnis und jegliches schlechtere Ergebnis, das dieses Ziel nicht erreicht. Das individuelle Risiko ist ein zukünftiges Ereignis, dass zu diesem minderwertigen Ergebnis beiträgt.

Eine andere Unterteilung der Risiken ist in [38] angegeben. Hier wird das Risiko aus der Sicht eines Unternehmens betrachtet. Das Risiko bedeutet dabei, dass man die gesetzten Ziele nicht oder nur teilweise erreichen kann, weil die bekannten und/oder unbekannten Störgrößen die eigenen Aktionen und das Umfeld beeinflussen. Die Aufteilung wird nach dem Bekanntheitsgrad der Störgrößen unterteilt in:

- Bekannte Risiken, für die statistisch-theoretische oder statistisch-empirische Dokumentation existiert. D.h. dass man die Wahrscheinlichkeiten und Auswirkungen dieser Risiken kennt und somit lassen sich diese gut managen. Dies sind Risiken wie Lieferanten- oder Kundenausfall, Preis- oder Wechselkursschwankungen, Produktionsstörungen, menschliches Versagen u.v.m.
- Unbekannte Risiken sind Risiken mit sehr geringen oder unbekannten Eintrittswahrscheinlichkeiten und sehr großen bzw. unbekannten Auswirkungen. Beispiele für solche Risiken wären größere Naturkatastrophen, Nuklearunfälle usw. Die Erfassung solcher Risiken ist nur hypothetisch möglich und das Management ist entweder aufgrund der Unverhältnismäßigkeit und/oder Unsicherheit nicht sinnvoll. Im besten Fall können diese Risiken angesprochen werden um deren Existenz bewusst zu machen.

Die Risiken in einem Unternehmen können unterschiedliche Ursachen und Wirkungen haben. Aus diesem Grund ist eine weitere Unterscheidung der Risiken wichtig:

- Strategische Risiken werden durch die Unsicherheiten in der langfristigen Planungs- und Strategieweissung des Unternehmens verursacht in Bezug auf die Struktur und Unternehmenspolitik. Strategische Risiken sind die schwerwiegenden Risiken eines Unternehmens nicht zuletzt weil die Gegensteuerung durch Maßnahmen möglich ist, deren Wirkung sich erst in der weiteren Zukunft einstellt.
- Operative Risiken ergeben sich meistens unmittelbar aus dem Leistungserbringungsprozess. Die Ursachen können mit richtig aufgestellten Risikomanagementprozessen gut erfasst und gemanagt werden. Die operativen Risiken können in der Regel nicht komplett beseitigt werden, die meisten Steuerungsmaßnahmen zielen auf Minimierung dieser Risiken ab.

Im Deutschen wird der Begriff Risiko oftmals einseitig und negativ interpretiert. Betrachtet man die verschiedenen Ausprägungen des Risikobegriffes auf einer abstrakten Ebene, lassen sie sich auf zwei Grundrichtungen zurückführen: eine ursachenbezogene und eine wirkungsbezogene Betrachtungsweise. Die entscheidungsorientierte Risikotheorie prägt einen ursachenbezogenen Risikobegriff. Er basiert auf der Annahme unvollständiger Information und ordnet bestimmten Ereignissen objektiv messbare oder subjektiv geschätzte Eintrittswahrscheinlichkeiten zu. Im Mittelpunkt des wirkungsbezogenen Risikobegriffes stehen die Folgen des Eintretens zukünftiger Ereignisse. Risiko wird als Zielverfehlung interpretiert.

Weiterhin bezeichnet man Risiko als einseitig, wenn ein gegebenes Ziel nur negativ verfehlt werden kann. Der Begriff Risiko wird hier im engeren Sinne verwendet. Besteht hingegen auch die Chance einer positiven Zielverfehlung, leitet sich der Risikobegriff aus einem zweiseitigen Verständnis ab. Entscheidend für die Zielsetzung ist lediglich die Interpretation des Risikos als ein- oder zweiseitige Zielgröße [48]. Folgendes Beispiel soll die Sichtweise auf das Risiko aus dem Bereich Energieversorgung visualisieren:

Netzbetreiber A hat eine Null-Fehler-Strategie. Er verfolgt das Ziel einer unterbrechungsfreien Energieversorgung und sieht sich mit dem Risiko einer Versorgungsunterbrechung konfrontiert. Tritt keine Unterbrechung auf, hat A sein Ziel erreicht. Das Übertreffen des Ziels ist in diesem Risikomanagementkonzept nicht möglich. Risiko wird hier einseitig im Sinne der Möglichkeit einer negativen Zielverfehlung interpretiert.

Auch für Netzbetreiber B hat die unterbrechungsfreie Versorgung seiner Kunden hohe Priorität. Vor dem Erfahrungshintergrund vergangener Jahre geht B allerdings davon aus, dass eine gewisse Anzahl von Unterbrechungen statistisch zu erwarten ist. Er sieht sich nun mit dem Risiko konfrontiert, dass die tatsächliche Zahl der Unterbrechungen von der erwarteten Anzahl abweicht. Für B existiert sowohl Risiko im engeren Sinne, in Form einer Überschreitung des Erwartungswertes, als auch die Chance einer Unterschreitung des Erwartungswertes. Sein Risikoverständnis ist zweiseitig.

Die Verknüpfung von ursachenbezogenem und wirkungsbezogenem Risikobegriff führt zu folgender allgemeinen Definition:

”Risiko resultiert ursachenbezogen aus der Unsicherheit zukünftiger Ereignisse [...] und schlägt sich wirkungsbezogen in einer [...] Abweichung von einer festgelegten Zielgröße nieder.” [50].

Die vorliegende Arbeit verwendet den Begriff Risiko sowohl in einem finanz- und versicherungswirtschaftlichen Zusammenhang als auch in Bezug auf die Instandhaltungsplanung von Energieversorgungsnetzen. In allen Fällen besteht Unsicherheit sowohl über das Eintreffen zukünftige Ereignisse also auch in der Auswirkungen dieser Ereignisse auf der Zielerreichung. Somit handelt es sich hier um eine zweiseitige wirkungs- und ursachenbezogene Betrachtungsweise.

Versicherungen haben zum Zeitpunkt der Prämienkalkulation und des Abschlusses eines Versicherungsvertrages keine vollständige Information darüber, wann und in welcher Höhe sich ein Schaden ereignen wird. Banken sind zum Zeitpunkt einer Kreditvergabe nicht vollständig über zukünftige Ereignisse in Bezug auf den Kreditnehmer und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Rückzahlung der Kreditforderung informiert. Netzbetreiber treffen im Rahmen der risikoorientierten Instandhaltungsstrategie Entscheidungen auf Basis der Störungswahrscheinlichkeit eines Betriebsmittels [90]. Dabei ist unsicher, ob die tatsächlich auftretenden Störungen der prognostizierten Wahrscheinlichkeit entsprechen. Um dennoch am Marktgeschehen teilnehmen zu können, müssen Annahmen über zukünftige Ereignisse getroffen werden. Erweisen sich

diese Annahmen im späteren Zeitverlauf als falsch, wirkt sich das negativ oder positiv auf den Grad der Zielerreichung aus.

Die oben angegebenen Definitionen des Risikos sind für die Klassifizierung der einzelnen Komponenten bei der Risikoberechnung wichtig. Zur Erfassung und Messung des Risikos sind diese Definitionen allerdings ungeeignet. Aus diesem Grund greift diese Arbeit zusätzlich auf die naturwissenschaftliche Definition des Risikos als Produkt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit und Konsequenz. Diese Definition erlaubt es das Risiko metrisch zu erfassen und den Risikomanagementprozess nachhaltig zu analysieren. Die Abbildung 4.1 zeigt die beiden Elemente in einem Diagramm, die Kurve repräsentiert das gleiche Risikoniveau bei verschiedenen Wahrscheinlichkeit-Konsequenz-Konstellationen.

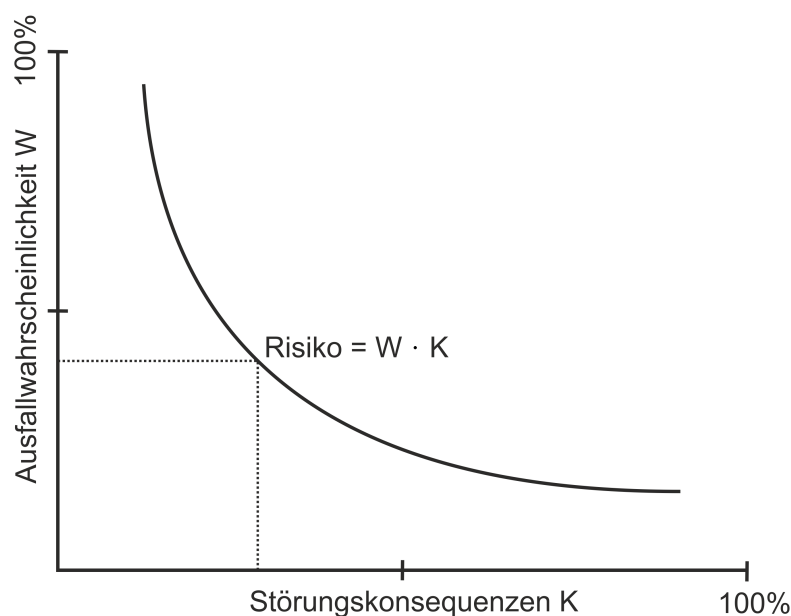


Abbildung 4.1.: Naturwissenschaftliche Interpretation von Risiko.

Interpretiert man diese Abbildung, so ergibt sich, dass ein Risiko mit Veränderung des Wahrscheinlichkeitsniveaus und der Konsequenz gleich bleibt. Man bewegt sich somit auf der Grenzkurve des Risikos. Auf der Grundlage dieser Feststellung sucht man im Rahmen des Risikomanagements nach dem Minimum des Risikos durch die Tangente an der Grenzkurve des gleichen Risikoverlaufs, so dass die Kosten für die Wahrscheinlichkeitsabsenkung oder Konsequenzminderung minimal sind.

4.2 Risikomanagement

Der systematische Umgang mit Risiken in einer Organisation wird als Risikomanagement bezeichnet. Der Begriff impliziert in der Regel sowohl die organisatorische Einheit als auf den Prozess selbst. Das oberste Prinzip des Risikomanagements nach [77] ist die Abwägung zwischen dem Risiko und den Kosten zur Risikobeseitigung. Zum Thema Risikomanagement gibt

es eine ganze Menge Abhandlungen aus den unterschiedlichsten Anwendungsgebieten. Die Abbildung 4.2 präsentiert einen systematischen Risikomanagementprozess.

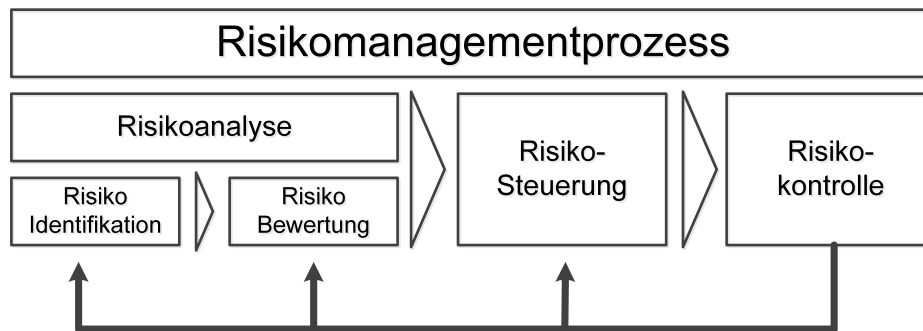


Abbildung 4.2.: Risikomanagementprozess nach [61].

In meisten Fällen wird der Risikomanagementprozess in vier Teilprozesse unterteilt, die allerdings nicht ohne weiteres voneinander unabhängig durchführbar sind:

- Risikoidentifikation
- Risikobewertung
- Risikosteuerung
- Risikokontrolle und Nachbereitung

Im Rahmen der Risikoanalyse wird die aktuelle Risikosituation festgestellt. Die Risikoanalyse beinhaltet zwei wesentliche Schritte. Bei der Risikoidentifikation werden die Risiken für einen konkreten Anwendungsfall, einen separaten Bereich oder das gesamte Unternehmen ermittelt und systematisch erfasst. Die Tiefe und die Weite der Risikoidentifikation hängen mit der Perspektive des Risikomanagements eng zusammen. Risiken werden identifiziert und auf Basis einer systematischen Beschreibung und Klassifizierung in Risikokategorien geordnet. Die Identifikation ist aufgrund der Veränderlichkeit der Risiken ein kontinuierlicher Prozess [67].

Im zweiten Schritt schließt sich die Bewertung der Risiken an. Bewertet werden in der Regel nur diejenigen Risiken, deren Quantifizierung möglich und unter Kosten-/Nutzen-Gesichtspunkten sinnvoll erscheint. Ebenso wichtig in diesem Zusammenhang ist die Einschätzung der Dringlichkeit der ermittelten Risiken.

An die Phase der Risikoanalyse schließt sich die Risikosteuerung an. Allgemein versteht man unter der Risikosteuerung ein aktives Eingreifen in die Risikoposition eines Unternehmens durch gezielte Maßnahmen [16]. Die Art der Risikosteuerung richtet sich in erster Linie nach den Ergebnissen der Risikobewertung. Man unterscheidet allgemein zwischen aktiven und passiven Maßnahmen zur Steuerung von Risiken. Zu den aktiven Maßnahmen zählen Verminderung der Eintrittswahrscheinlichkeiten und/oder Begrenzung des Schadensausmaßes der Risiken, Risikoübertragung auf Dritte (Versicherungen) und Kompensation der Risiken aus den Chancen in anderen Bereichen. Mit Blick auf einen zweiseitigen Risikobegriff und die damit verbundenen

Chancen müssen die Risiken nicht immer vermieden, vermindert oder überwältigt werden. Risiken können auch bewusst eingegangen werden. Eine entsprechende Risikotragfähigkeit des Unternehmens vorausgesetzt, stellt die Risikoübernahme eine passive Maßnahme zur Risiko- steuerung dar [50].

Die prozessbegleitende Kontrolle beinhaltet die Prüfung, ob die vorhandenen Risiken richtig analysiert wurden und ob die Maßnahmen der Risikosteuerung das gewünschte Resultat erzielt haben. Im Rahmen der Risikonachbereitung werden die Risikoeintritte im Hinblick darauf analysiert, ob sie im Einklang mit den ursprünglichen Erwartungen stehen [60].

Im Mittelpunkt der Arbeit steht die Risikoanalyse, insbesondere die Risikobewertung mit Hilfe der finanzwirtschaftlichen Kennzahlen da, wie eingangs schon gesagt, in dieser Branche die Erfahrung im Umgang mit Risiken am größten ist. Daher wird im Folgenden ein kurzer Exkurs in das Risikobewertungsverfahren im Bank- und Versicherungsbetrieb vorgenommen.

4.3 Risikobewertungsverfahren in Banken und Versicherungen

Die Recherche nach den Verfahren der Risikoanalyse im Bankensektor in [104] ergab, dass die klassischen Risikosektoren der drei größten deutschen Banken mit folgenden in der Tabelle 4.1 aufgeführten Instrumenten abgedeckt werden.

	Deutsche Bank	Hypovereinsbank	Commerzbank
Marktrisiko	Value-at-Risk, Stresstests	Value-at-Risk	Value-at-Risk, Stresstests
Kreditrisiko	Bonitätsanalyse, erwarteter Verlust, Ratings	Bonitätsanalyse, erwarteter Verlust unerwarteter Verlust, Szenarioanalyse	erwarteter Verlust, unerwarteter Verlust
Operationelle Risiken	Schadensdatenbank, Self-Assessment, Risikoidentifikatoren	Schadensdatenbank, Operational Value-at-Risk, Self-Assessment	Schadensdatenbank, Operational Value-at-Risk

Tabelle 4.1.: Risikobewertungsverfahren in Kreditinstituten [104].

Dabei sind drei Risikoarten Markt-, Kreditrisiko und operationelle Risiken der Banken aufgeführt worden sowie die Instrumente mit denen die drei repräsentative Banken, Deutsche Bank, Hypovereinsbank und Commerzbank diesen Risiken begegnen. Auffällig ist die Dominanz des Value-at-Risk. Dieses ursprünglich zur Messung von Marktrisiken entwickelte Verfahren hat mittlerweile auch Einzug in die Messung von Kreditrisiken und operationalen Risiken gehalten. Aufgrund der zentralen Bedeutung für die Quantifizierung von Risiken stellt der Value-at-Risk (VaR) das Kernelement der nachfolgenden Diskussion dar. Darauf aufbauend wird VaR zur Messung von Marktrisiken sowie, durch die Abwandlung des ursprünglichen Verfahrens zur Messung

von Kreditrisiken mit dem "Credit Value-at-Risk" und zur Messung operationaler Risiken dem "Operational Value-at-Risk" zunehmend angewandt

4.3.1 Value-at-Risk (VaR)

Definition

Value-at-Risk (VaR) stellt ein von J.P. Morgan entwickeltes Konzept für die Messung von Finanzmarktrisiken dar, das die maximal möglichen Verluste von gehaltenen Portfolios wiedergeben soll. In diesem Zusammenhang wird unter Risiko die Wahrscheinlichkeit eines Verlustes oder die negative Abweichung von einem erwarteten Gewinn und unter einem Portfolio, die Sammlung von Investitionen einer Einheit, z.B. Aktien, Optionen, Rechte oder Obligationen verstanden [53]. Obwohl das Bewertungsinstrument Value-at-Risk dem Bankgeschäft und dem Versicherungssektor entstammt und ursprünglich vor allem für Zins- und Kursrisiken verwendet wurde, wird es zunehmend auch auf andere Branchen übertragen und zur Berechnung weiterer Risikoarten verwendet.

Seit der Einführung entwickelten sich mehrere Abwandlungen von dem Begriff "Value-at-Risk", die auf das gleiche Grundprinzip zurückgreifen. Der Credit Value-at-Risk bezieht sich auf Kreditausfallrisiko und der Cash-Flow-at-Risk wird bezüglich der Anwendung auf leistungswirtschaftliche Risiken verwendet [103]. Eine Maßzahl für die Erfassung von Betriebsrisiken stellt der Operational Value-at-Risk dar.

Der VaR wird hier als der in Währungseinheiten bewertete Verlust definiert, der während eines bestimmten Zeitraums (bspw. eines Jahres) mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit (bspw. 99%) nicht überschritten wird.

Voraussetzung für die Berechnung des VaR ist die Ertragsgröße des Portfolios. Ein Portfolio, das über eine gewisse Zeitperiode gehalten und zu Marktpreisen bewertet wird, verzeichnet bei Veränderung der Marktverhältnisse einen Wertzuwachs bzw. Wertverlust. Die daraus resultierende Ertragsgröße ist nicht von vornherein eindeutig bestimmbar und kann daher als Zufallsvariable interpretiert werden, zu der sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung entwickeln lässt. Der Value-at-Risk lässt sich anschließend anhand der Verteilungsfunktion bestimmen. Er bezeichnet den Wert, welchen die Zufallsvariable mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit nicht unter- bzw. überschreiten wird [53].

Unter der Annahme einer stetig verteilten Zufallsvariable, lässt sich der VaR mit Hilfe der in Abbildung 4.3 dargestellten exemplarischen Verteilung näher erläutern. Sie bildet die Wahrscheinlichkeitsdichte über der Wertänderung einer risikobehafteten Position ab. Der Erwartungswert kann als Maßzahl für das Zentrum einer Verteilung verstanden werden und stellt hier den Wert der Verteilung mit der größten Dichte dar. Der VaR wird nun durch das α -Quantil gekenn-

zeichnet. Das α -Quantil einer Verteilung trennt die Daten bzw. Wertänderungen so in zwei Teile, dass ein Teil der Werte darunter und ein Teil der Werte darüber liegt.

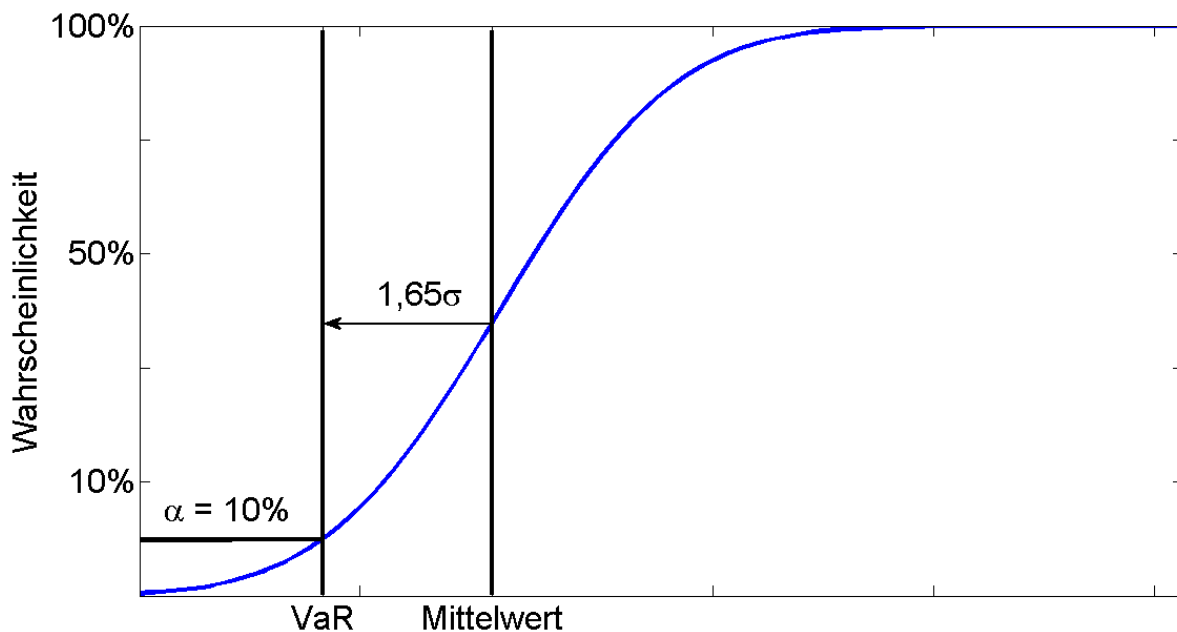


Abbildung 4.3.: VaR zum Konfidenzniveau von 90% ($\alpha = 10\%$) auf der kumulativen Normalverteilung.

In der Darstellung ist der Value-at-Risk zum Konfidenzniveau von 90% über die kumulierte Normalverteilung gezeigt. Die Abbildung lässt sich folgendermaßen interpretieren. Sucht man nach dem größtmöglichen Verlust eines Wertpapiers, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% nicht überschritten wird, mit der Annahme dass die Wertveränderung dieses Wertpapiers über die Betrachtungsperiode normalverteilt ist, so ist Value-at-Risk der Wert auf der x-Achse, der der 10% Wahrscheinlichkeit auf der y-Achse entspricht. Das bedeutet, dass alle Werte links von Value-at-Risk mit einer Wahrscheinlichkeit von $<10\%$ auftreten können und mit einer Wahrscheinlichkeit von $>90\%$ der Wert der betrachteten Aktie größer oder gleich dem Value-at-Risk ausfallen wird. Der Wert mit der Wahrscheinlichkeit von 10% nennt man auch den linksseitigen Quantil der Verteilungsfunktion. Der Wert an der Wahrscheinlichkeit von 90% wird dementsprechend rechtsseitiger Quantil bezeichnet und bedeutet entsprechend der vorherigen Interpretation, dass die Aktie nicht den Value-at-Risk zu einem Konfidenzniveau von 90% übersteigen wird. Man sieht an diesem Beispiel sehr deutlich, dass die Aussagen über das Konfidenzniveau stark von der interessierenden Größe abhängig sind.

Unter dem Conditional-Value-at-Risk versteht man ein Verfahren, das als Variation des Value-at-Risk gesehen werden kann. Das Ergebnis stellt eine absolute Größe dar und misst den Verlust in Geldeinheiten, der bei Überschreiten des VaR-Quantils der Verlustfunktion erwartet wird. Damit gibt er den Erwartungswert der Wertänderung der Risikoposition gerade für den Fall an, dass der Value-at-Risk über- bzw. unterschritten wird [28].

Die einfache und objektive Anwendbarkeit des Verfahrens zur Berechnung des VaR, sowie dessen große Aussagekraft, sind ausschlaggebend dafür, dass er inzwischen auch zum Risk Assessment über die Grenzen des Finanzmarktes verwendet wird. Dabei liegt insbesondere im Rahmen der Instandhaltung von energietechnischen Anlagen nahe, die unterschiedlichen Betriebsmittel mit ihren Risiken in einem Portfolio zusammenzufassen [89]. Unter Einbeziehung des Sicherheitsniveaus ist es mit Hilfe des VaR möglich, beispielsweise die Ausfallkosten abzuschätzen. Im Vergleich zu herkömmlichen Risikobewertungsmethoden gibt das VaR-Verfahren eine genauere Analyse der Störungsfaktoren wider unter Einbeziehung der unsicheren Parameter, mit der Möglichkeit, die Risikoverteilung einzelner Parameter zu untersuchen und fundierte Entscheidungen zur Risikominimierung zu treffen [89].

Berechnungsverfahren

Die Berechnung des VaR setzt die Bildung eines VaR Modells voraus. In Anlehnung an [49] ist die Vorgehensweise für die Messung von VaR in der Abbildung 4.4 dargestellt. Das Modell orientiert sich auf der Berechnung eines Value-at-Risk für ein Finanzportfolio. In Zusammenhang mit dem Asset Management in der Energieversorgung kann unter dem Portfolio die Zusammenfassung der Betriebsmittel gleichen Typs, gleichen Alters usw. verstanden werden. Im Weiteren wird das Begriff Portfolio allgemein verwendet.

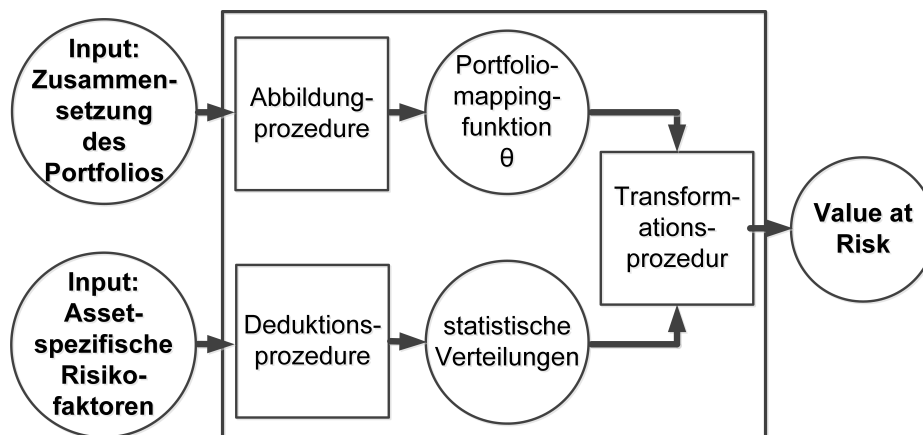


Abbildung 4.4.: Schritte zur Messung von VaR.

Die Abbildungsprozedur wird angewendet, um den absoluten Wert des Portfolios zu ermitteln. Als Eingangsgrößen werden Einflussfaktoren gesucht, die den Wert des Portfolios maßgeblich beeinflussen. Diese Faktoren werden Risikofaktoren genannt. Die Risikofaktoren unterliegen einem stochastischen Prozess und können z.B. durch ihre Erwartungswerte und Standardabweichungen charakterisiert werden. In der Deduktionsprozedur werden die statistischen Eigenschaften der Risikofaktoren analysiert. Als Ergebnis der Deduktionsprozedur ergibt sich die Charakterisierung der Risikofaktoren im Hinblick auf die statistische Eigenschaften, sprich die Verteilungen der Risikofaktoren. Die Kombination der Ergebnisse aus den Deduktions- und

Abbildungsprozeduren wird in der Transformationsprozedur durchgeführt. Hierbei werden die statistisch verteilten Risikofaktoren miteinander kombiniert um die Gesamtrisikoverteilung des Portfolios abzuleiten. Anhand der Festlegung eines Sicherheitsintervalls kann aus dieser Verteilung der VaR-Metrik ermittelt werden, der als Risikomaß des Portfolios für die betrachtete Periode interpretiert werden kann.

Im Weiteren werden konkrete Verfahren zur Kalkulation von Value-at-Risk beschrieben, die in den unterschiedlichen Bereichen der Finanz- und Versicherungswirtschaft den Eingang gefunden haben und somit verschiedene Aspekte des Begriffs Risiko abdecken. Anschließend wird untersucht, was unter dem Begriff Risiko in Zusammenhang mit dem Asset Management energieverorgungstechnischer Systeme zu verstehen ist.

4.3.2 Marktrisiken mit Value-at-Risk

Betrachtet man das Gesamtportfolio einer Bank, so ist es zahlreichen Marktrisiken ausgesetzt. Der zeitliche Verlauf von Aktien- und Währungskursen sowie Zinssätzen wirkt sich auf den Wert des Portfolios aus und führt zu einem Gewinn oder Verlust. Es wird nach dem größten Verlust gesucht, der zu einem gegebenen Sicherheitsniveau oder Konfidenzintervall im betrachteten Zeithorizont auftreten kann. Die Voraussetzung für die Bestimmung des Value-at-Risk ist die Schätzung des erwarteten Ertrags für ein Portfolio. Dabei ist ein Portfolio ganz allgemein die Menge der Investitionen über die eine Ertragssumme gebildet werden kann (z.B. Aktien, Optionen, Rechte, Obligationen usw.). Im Spezialfall enthält das Portfolio nur einen einzigen Titel. Wird ein solches Portfolio über eine bestimmte Zeitperiode gehalten, unterliegen die Werte des Portfolios den Marktveränderungen, die sich wiederum in Gewinn oder Verlust niederschlagen. Die Differenz zwischen dem Wert des Portfolios zur Anfang und zum Ende der Beobachtungsperiode ist die Größe in der sich diese Marktveränderungen quantifizieren. Unterstellt man eine bestimmte Wahrscheinlichkeitsverteilung für die gesuchte Differenz, so ist das Risiko des Verlusts oder Gewinns (man spricht in diesem Zusammenhang eigentlich von Chance) durch den Wert der Verteilung auf der x-Achse und seiner Wahrscheinlichkeit auf der y-Achse vollständig spezifiziert. Den Wert des Portfolios am Ende der Betrachtungsperiode bezeichnet man oft als Liquidationswert. Der Liquidationswert ist eine Zufallsvariable, die von der Verteilung der Wahrscheinlichkeit abhängt.

Dieser Sachverhalt lässt sich allgemeiner wie folgt beschreiben: Bezeichnet man den Wert der risikobehafteten Position zum Zeitpunkt t mit P_t und den Wert zu einem zukünftigen Zeitpunkt $t + \Delta t$ mit $P_{t+\Delta t}$ ergibt sich die Wertänderung zu:

$$\Delta P_{t+\Delta t} = P_{t+\Delta t} - P_t \quad (4.1)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass die Wertänderung kleiner oder gleich dem α -Quantil Δp_α ist, entspricht unter einem vorgegebenen Wahrscheinlichkeitsniveau $1 - \alpha$ genau dem Wert α :

$$\alpha = W(\Delta P_{t+\Delta t} \leq \Delta p_\alpha) \quad (4.2)$$

Im Zusammenhang mit Marktrisiken wird der Value-at-Risk definiert als der "in Geldeinheiten gemessener maximal erwarteter Verlust, der innerhalb eines bestimmten Zeitraums mit einer zuvor festgelegten Wahrscheinlichkeit unter üblichen Marktbedingungen nicht überschritten wird" [55].

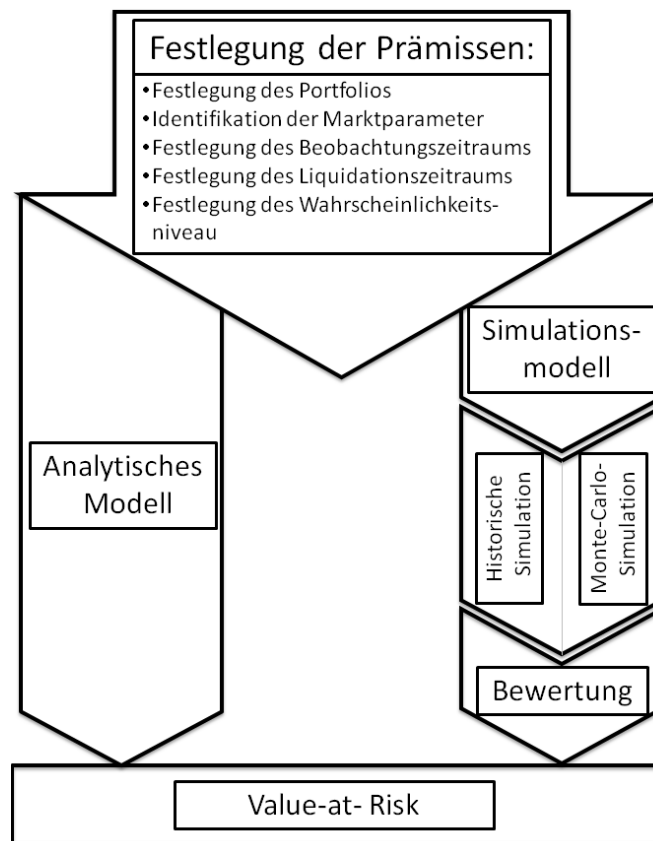


Abbildung 4.5.: Prozeß der Value-at-Risk-Berechnung nach [53].

Der grundsätzliche Berechnungsablauf von Value-at-Risk ist in der Abbildung 4.5 nach [53] wie folgt charakterisiert. Im ersten Schritt werden die Risikofaktoren ermittelt. Das sind jene Faktoren, die den Wert des Portfolios beeinflussen. Ergänzend werden grundlegende Annahmen über den Betrachtungszeitraum, den Liquidationszeitraum und das Wahrscheinlichkeitsniveau getroffen. Im zweiten Schritt folgen nun die Analyse der Veränderung der Risikofaktoren und deren Einfluss auf den Wert des Portfolios. Dies ist entweder mit analytischen Verfahren oder mittels geeigneter Simulationsverfahren realisierbar. Der wesentliche Unterschied liegt in der Prognose der zukünftigen Entwicklung der Risikofaktoren. Die Grundannahme des ana-

lytischen Modells besteht darin, dass die Zufallseigenschaften der Risikopositionen mit einer Normalverteilung charakterisiert werden können. Die Verteilungsverläufe der Risikofaktoren werden mittels Erwartungswerten und Standardabweichungen beschrieben. Die Schätzung der Kennzahlen kann durch die Analyse der historischen Daten erfolgen. Die Simulationsmodelle stellen eine alternative Berechnungsweise dar. Sie ermitteln den Value-at-Risk durch eine Neubewertung der Risikoposition, basierend auf einer mittels Szenarien simulierten Schwankung der Risikofaktoren [80]. Dabei unterscheidet man zwischen historischen Simulationsverfahren, wo die Szenarien basierend auf den in der Vergangenheit beobachteten Daten entwickelt werden und der Monte-Carlo-Simulation in der die Szenarien entwickelt werden, die auf der Generierung der Zufallszahlen basieren und auf die Annahmen über die Verteilungen der Zufallszahlen angewiesen sind. Im letzten Schritt wird nun, entsprechend oben beschriebener Vorgehen, der Value-at-Risk abgeleitet.

4.3.3 Kreditrisiken mit Value-at-Risk

Laut Definition in [52] bilden Kreditrisiken Verluste nach, die durch die Verschlechterung der Bonität eines Kunden oder den Ausfall eines Kredites entstehen können. Dabei unterscheidet man zwischen den erwarteten und unerwarteten Verlusten. Die erwarteten Verluste entsprechen dabei den, innerhalb eines bestimmten Zeitraumes zu erwartenden, Verlusts des Kreditinstitutes. Es handelt sich hierbei um vorhersehbare Kreditrisiken, die in der Regel über die Verrechnung von Risikoprämien abgegolten werden. Die erwarteten Verluste stellen daher eher einen vorhersehbaren Aufwandsposten des Risikos dar. Für die erwarteten Verluste werden die Erwartungswerte im statistischen Sinn angegeben. Das bedeutet, dass der tatsächliche Verlust im Allgemeinen von diesem Wert abweichen kann. Diese Abweichung stellt ein ergänzendes Risikomaß dar und wird als unerwarteter Verlust bezeichnet. Unerwartete Verluste resultieren aus der Streuung der tatsächlichen um die zuvor erwarteten Verluste. Sie bilden das Kreditrisiko im engeren Sinn ab, dessen Bewertung mittels eines Credit Value-at-Risk Ansatzes erfolgt. Ex post können die unerwarteten Verluste aus der Differenz zwischen den eingetretenen und den von vorn herein erwarteten Verlusten berechnet werden [84].

Die Berechnung von Credit Value-at-Risk erfolgt analog zu den Value-at-Risk für die Marktrisiken. Nach der Festlegung des Wahrscheinlichkeitsniveaus und des Betrachtungszeitraumes werden Annahmen über die credit driver formuliert. "Als credit driver werden diejenigen Risikofaktoren bezeichnet, die annahmegemäß die Kreditwürdigkeit bestimmter Kreditnehmergruppen oder Kreditprodukte beeinflussen und infolgedessen den Wert eines Kreditportfolios verändern können" [84].

Die Modelle zur Bildung von Szenarien werden theoretisch in Ausfall- und Wertänderungsmodelle unterschieden. Ausfallmodelle interpretieren das Kreditrisiko im engeren Sinne als Abweichung der tatsächlichen von den erwarteten Kreditausfällen. Es wird lediglich der Übergang

vom solventen zum insolventen Kreditnehmer abgebildet. Der Wert eines Kreditportfolios ändert sich jedoch auch dann, wenn sich die Bonität eines Kreditnehmers derart ändert, dass er in eine andere Bonitätsklasse übergeht. Wertänderungsmodelle berücksichtigen auch diese Bonitätsveränderungen [80].

In der Praxis haben sich verschiedene Modelle herausgebildet. Hohe Bekanntheit haben CreditMetrics™ von J.P. Morgan, CreditRisk+™ von Credit Suisse Financial Products sowie Credit Portfolio View™ von McKinsey erlangt.

Wie auch bei der Quantifizierung von Marktrisiken durch den Value-at-Risk sind ergänzende Methoden zur Handhabung außerordentlicher Verlustsituationen zu ergreifen. Solche Situationen sind durch eine Eintrittswahrscheinlichkeit kleiner dem gewählten Wahrscheinlichkeitsniveau und extrem hohe Verluste gekennzeichnet. Sie werden durch rein statistische Modelle wie den Credit Value-at-Risk nicht ausreichend abgebildet. Um dem zu begegnen, werden mit Hilfe von Szenarioanalysen die Auswirkungen von zukünftigen makroökonomischen Entwicklungen und exogenen Schocks simuliert und deren Auswirkungen quantifiziert. Solche Analysen, welche die Auswirkungen von Worst-Case-Szenarien nachbilden, werden als Stresstests bezeichnet [84].

4.3.4 Operationale Risiken mit Value-at-Risk

Die Betrachtung der operationalen Risiken unterscheidet sich grundlegend von der Betrachtung der Marktrisiken. Aus diesem Unterschied ergibt sich die Notwendigkeit, den Value-at-Risk, der ursprünglich zur Messung der Marktrisiken entwickelt wurde, zu modifizieren. Marktrisiken bilden die Gefahr ab, dass durch Schwankungen am Aktienmarkt die Kurse eine negative Wertänderung erfahren. Betrachtet man ein Aktienportfolio, so stellt man fest, dass die einzelnen Aktien aber auch das Gesamtportfolio einer hohen Volatilität unterworfen sind. Es ist durchaus realistisch anzunehmen, dass die Ergebnisse einer täglich durchgeführten Messung des Portfoliowertes voneinander abweichen. Die durch die Schwankung der Aktienkurse verursachten Wertänderungen des Portfolios könnte man als Schadensfälle im operationalen Sinn interpretieren. Demnach treten aus dem Aktienkursrisiko resultierende Schäden in regelmäßigen Abständen auf. Diese Aussage lässt sich ohne Beschränkung der Allgemeinheit auf andere Bestandteile des Marktrisikos übertragen.

Im Gegensatz dazu stellen die operationalen Risiken nach [11] "die Gefahr von Verlusten, die in Folge der Unangemessenheit oder des Versagens von internen Verfahren, Menschen und Systemen oder in Folge externer Ereignisse eintreten. Diese Definition schließt Rechtsrisiken ein, beinhaltet aber nicht strategische Risiken oder Reputationsrisiken". Für die Charakterisierung dieser Risiken sind konkrete Aussagen über die Häufigkeit und resultierende Schäden notwendig. Diese sind wiederum auf eine geeignete Datenbasis angewiesen. Die Regelmäßigkeit wie bei Marktrisiken kann bei operationalen Risiken jedoch ohne weiteres ausgeschlossen werden.

Diese abweichende Charakteristik der operationalen Risiken muss sich im Bewertungsverfahren auch widerspiegeln.

Bei der Charakterisierung der operationalen Risiken sind klare Analogien zur Schadensversicherung erkennbar. In [34] wurde der Begriff Versicherung im engeren Sinn als "Transfer einer Schadensverteilung" definiert. In diesem Zusammenhang muss ein Versicherungsgeber drei elementare Fragen beantworten:

- Mit welcher Häufigkeit tritt ein Schaden auf?
- Wenn ein Schaden auftritt, wie hoch ist er dann?
- Wie hoch kann der Gesamtschaden einer Periode sein?

Andererseits charakterisieren diese Fragen genauso gut den Umgang mit operationalen Risiken im Betrieb der technischen Systeme. Grundlage jeder Versicherung ist die Risikostatistik. Sie ist maßgeblich für die Akzeptanz von Versicherungsnehmern bzw. zu versichernden Schäden und die Berechnung der Prämien. Dazu wird die Gesamtheit der versicherten Risiken in Gruppen gleichartiger Risiken zusammengefasst. Risiken gelten in diesem Zusammenhang als gleichartig, wenn sie aufgrund ihrer jeweiligen Risikofaktoren in Häufigkeit und Höhe der Schäden vergleichbar sind [78]. Für gleichartige Risiken erfolgt die Kalkulation der Prämien unter Verwendung statistischer Häufigkeitskennzahlen. Die Erfahrung im Umgang mit statistischem Datenmaterial ist dabei von wesentlicher Bedeutung.

Die Bewertung von operationalen Risiken kann sowohl mittels qualitativer als auch quantitativer Verfahren erfolgen. Quantitative Methoden zur Bewertung operationaler Risiken werden signifikant häufiger genutzt, je größer ein Kreditinstitut gemessen an seiner Bilanzsumme ist. Diese Beobachtung ist auf den erhöhten Datenbedarf komplexer quantitativer Methoden zurückzuführen, der von größeren Instituten besser gedeckt werden kann. Der Baseler Ausschuss für Bankenaufsicht setzt zur internen Messung des operationalen Risikos einen Datenbestand voraus, der mindestens fünf Jahre in die Vergangenheit reicht. Im Falle der erstmaligen Anwendung ist auch ein dreijähriges Datenfenster akzeptabel [11].

Im Rahmen der quantitativen Methode nimmt der Operational Value-at-Risk laut Cap Gemini eine führende Stellung ein. "Unter denjenigen Studienteilnehmern, die sich für die Verwendung quantitativer Methoden entschieden haben, planen gut 65% die Berechnung eines Operational Value-at-Risk (OpVaR) oder führen diese bereits durch" [20].

Die Berechnung des Operational Value-at-Risk basiert auf einer zweidimensionalen Zufallsvariable. Sie beinhaltet neben der Schadenshöhe auch die Schadenshäufigkeit. Damit wird dem im Vergleich zum Value-at-Risk unregelmäßigen Eintreten der Schadensfälle Rechnung getragen [81]. Im Folgenden wird ein Ansatz zur Ermittlung des Operational Value-at-Risk beschrieben, der auf Monte-Carlo-Simulation beruht. Ausgangspunkt ist die Darstellung der Bankstruktur in einer Risikomatrix. Sie besteht aus m Zeilen für die Geschäftseinheiten und n Spalten für die

Risikokategorien der Bank. Die einzelnen Zellen der Matrix enthalten Daten aus der internen Schadensfalldatenbank. Liegen zusätzlich externe Verlustdaten vor, werden diese in der gleichen Matrixstruktur abgebildet [95]. Auf Basis der hinterlegten Daten wird im zweiten Schritt für jede Zelle der Risikomatrix die Verteilung der Schadenshöhe und der Schadenshäufigkeit ermittelt. Mithilfe dieser beiden Verteilungen wird für jede Zelle eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, die mit dem Vorgehen zur Ermittlung des Value-at-Risk vergleichbar ist. In jedem Zyklus der Simulation werden mittels verteilungsgerecht erzeugter Zufallszahlen jeweils die Ausprägung N der Verlusthäufigkeit und entsprechend der simulierten Häufigkeit N Ausprägungen der Verlusthöhen simuliert. Die daraus resultierenden N Einzelschäden werden zum Gesamtschaden aggregiert und gemeinsam mit den Ergebnissen der anderen Zyklen in einer Wahrscheinlichkeitsverteilung abgetragen. Aus dieser wird der Operational Value-at-Risk zum festgelegten Wahrscheinlichkeitsniveau abgelesen. Um den Operational Value-at-Risk für eine Geschäftseinheit zu ermitteln, werden für jeden Zyklus der Simulation die simulierten Gesamtschäden einer Zeile aufsummiert. Die sich daraus ergebenden Werte werden wiederum in einer Wahrscheinlichkeitsverteilung abgetragen und der Operational Value-at-Risk gemäß dem üblichen Vorgehen bestimmt. Der Operational Value-at-Risk für die Gesamtbank berechnet sich entsprechend aus der Summe der Gesamtschäden aller Geschäftseinheiten jedes Zyklus [73].

Damit sind die drei einleitenden Fragen beantwortet. Die Häufigkeit des Schadenseintrittes und die Höhe der aufgetretenen Schäden wurden für jede Geschäftsfeld-Risikotyp-Kombination in zwei Wahrscheinlichkeitsverteilungen überführt. Durch die wiederholte Simulation von verteilungsgerechten Schadensszenarien konnte der wahrscheinliche Gesamtschaden einer jeden Geschäftsfeld-Risikotyp-Kombination und darauf aufbauend einer jeden Geschäftseinheit ermittelt werden.

4.4 Risiko als Element der Instandhaltung

Nach der Betrachtung der Risiken im finanzwirtschaftlichen Bereich sollen die Risiken und ihre Entstehung im Rahmen der Instandhaltung der technischen Großanlagen am Beispiel eines Energieversorgungsnetzes betrachtet werden. Die hier entstehenden Risiken werden allgemein durch die Störungswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß charakterisiert [90]. Beide Faktoren werden durch die Wahl der Instandhaltungsstrategie bzw. durch die gezielten Instandhaltungsmaßnahmen sowie durch die Systementwicklung beeinflusst.

Schon im Rahmen der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung (siehe Abschnitt 2.2.2) werden die Faktoren Zustand und Wichtigkeit der Betriebsmittel einbezogen, um die Instandhaltungsprioritäten abzuleiten [7]. Die Berücksichtigung der Wichtigkeit der Betriebsmittel bei Instandhaltungsplanung hat erstens den Vorteil, dass die Erfordernisse bezüglich der Versorgungsqualität bei den IH-Entscheidungen berücksichtigt werden können. Zweitens wird die

Zuteilung der beschränkten finanziellen Mittel auf der Betriebsmittelebene im Rahmen der Instandhaltungsentscheidungen optimiert durchgeführt.

Im Rahmen der risikoorientierten Instandhaltungsplanung wird die zuverlässigkeitsorientierte Strategie um die Störungswahrscheinlichkeit als systembezogene Zustandsgröße erweitert. Weiterhin wird die dimensionslose Größe Wichtigkeit auf eine skalierte Größe projiziert, die einen finanziellen Schaden in Falle eines Systemausfalls bzw. Betriebsmittelausfalls angibt.

Die Berechnung der Risiken ist abhängig von den Informationen über das vergangene Betriebsmittelverhalten. Die Genauigkeit dieser Informationen ist für die Verlässlichkeit der berechneten Risikokennzahlen maßgeblich. Allgemein liegen die Informationen in Form der statistischen Daten über die Anzahl und Ausmaß der Schäden in einzelnen Betriebsmitteln vor. Aus den Daten lassen sich die Trendanalysen über das zukünftige Systemverhalten ableiten. Die Störungshäufigkeiten und Störungskonsequenzen der Betriebsmittel sind dabei die besonders interessierenden Größen, aus denen sich die Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß abschätzen lassen. Im Weiteren werden die beiden Risikobestandteile näher beschrieben.

4.4.1 Störungen in den Energieversorgungsnetzen

Die Störungseintrittswahrscheinlichkeit eines Betriebsmittels gibt die Wahrscheinlichkeit eines störungsfreien Betriebs einer Anlage oder einer Anlagenkomponente von der Inbetriebnahme oder der letzten Instandhaltung bis zu einem späteren Zeitpunkt an. Die Wahrscheinlichkeit ist bekanntlich dimensionslos und wird oft als Zuverlässigkeit eines Betriebsmittels bezeichnet. Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalysen werden deshalb die Auswirkungen von Betriebsmittelausfällen auf das gesamte System untersucht. Die Zuverlässigkeitskenndaten sind dabei die Eingangsgrößen in der Zuverlässigkeitsanalyse. Bei der Analyse von Zuverlässigkeit der Netze wird anschließend das Ausfallgeschehen detailliert nachgebildet [101]. Entscheidend dabei ist der Detaillierungsgrad des Modells. Hier wird zwischen der Komponentenebene und Betriebsmittelebene unterschieden. Auf der Komponentenebene wird die Auswirkung der Komponentenzuverlässigkeit auf die Zuverlässigkeit eines Betriebsmittels oder einer Anlage untersucht. Das Betriebsmittel selbst wird als System betrachtet. In [30] wird beispielsweise eine Untersuchung der Komponenten eines Leistungsschalters durchgeführt mit dem Ziel eine automatisierte Auswertung der Komponentenzuverlässigkeit zu entwickeln. Anhand solcher Auswertungen können dann die konkreten Maßnahmen der Instandhaltung und deren Häufigkeit empfohlen werden.

Die Zuverlässigkeitsanalyse auf der Betriebsmittelebene beschäftigt sich dagegen mit dem Netz als System und deren Komponenten, Betriebsmitteln und Anlagen. Dazu wird in der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik eine Aufteilung des Netzes nach Abbildung 4.6 vorgenommen.

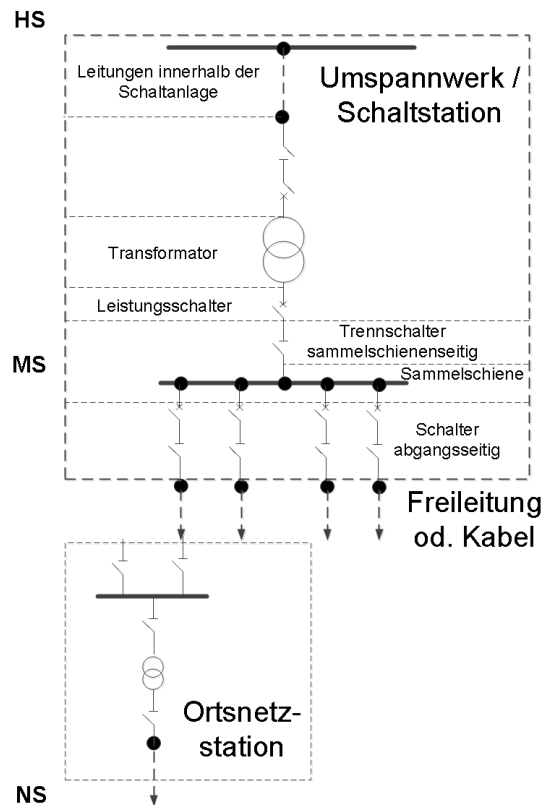


Abbildung 4.6.: Abgrenzung der Fehlerorte nach [99].

Hier wurde das System in drei Subsysteme "Umspannwerk/Schaltanlage", "Freileitung od. Kabel" und "Ortsnetzstationen" aufgeteilt. Diese drei grundlegende Systembestandteile enthalten Betriebsmittel (Transformatoren, Leistungs- und Trennschalter, Sammelschienen) deren Verfügbarkeit weiter analysiert wird. Betrachtet man die Zuverlässigkeit eines Systems ausgehend von der Zuverlässigkeit der Betriebsmittel spricht man von einer systemorientierten Zuverlässigkeitsanalyse oder über Systemverfügbarkeit [3]. Als Kriterium für die Messung der Verfügbarkeit wird die nicht gelieferte Energie an den Netzknoten bestimmt. Als Eingabeparameter werden die Störungswahrscheinlichkeiten der Betriebsmittel in die systemorientierte Zuverlässigkeitsanalyse übergeben.

Eine Unterscheidung zwischen den Begriffen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit ist in IEEE 762 angegeben. Hier bildet die Zuverlässigkeit eines Systems den Anteil der Betrachtungsperiode in der eine Anlage oder ein Betriebsmittel sich in einem störungsfreien Zustand befindet, die Verfügbarkeit dagegen ist der Anteil in dem die Betrachtungseinheit in einem störungsfreien und betriebsbereiten Zustand ist. D.h. die Unzuverlässigkeit ist der Anteil der Nichtverfügbarkeit der durch eine Störung oder ein Fehler im Betriebsmittel hervorgerufen wird. Nichtverfügbarkeit beinhaltet dagegen auch den Zustand in dem das Betriebsmittel sich in einem geplanten Nichtbetrieb befindet.

Die Ermittlung der Störungswahrscheinlichkeit erfolgt auf der Grundlage statistischer Daten, die das in der Vergangenheit beobachtete Betriebsmittelverhalten wiedergeben. Werden diese

mit einem theoretischen Modell über das zeitliche Verhalten eines Betriebsmittels hinterlegt, kann daraus das zukünftige Störungsverhalten prognostiziert werden [30]. Mithilfe statistischer Kennzahlen sind dann Aussagen über das Verhalten eines Betriebsmittels möglich. So gibt die bedingte Ausfallwahrscheinlichkeit unter der Annahme, dass ein Betriebsmittel bis zu einem Zeitpunkt störungsfrei betrieben wurde, an, mit welcher Wahrscheinlichkeit es zu einem zukünftigen Zeitpunkt ausfällt.

Die verfügbare Datenbasis ist in diesem Zusammenhang als problematisch anzusehen. So liegen im Rahmen der VDN-Störungsstatistik zwar Daten über, das in der Vergangenheit beobachtete Betriebsmittelverhalten vor, jedoch muss deren Aussagekraft für das zukünftige Verhalten in Frage gestellt werden. Das beruht auf zwei Überlegungen. Wesentliche Teile des deutschen Energieversorgungsnetzes sind in den fünfziger und sechziger Jahren entstanden. Für die verwendeten Betriebsmittel wurde oftmals eine Lebensdauer von 40 Jahren unterstellt und bei deren Erreichen eine Ersatzinvestition getätigt. Dadurch liegen nur sehr wenige Erfahrungen über das Verhalten von Betriebsmitteln vor, die älter als 40 Jahre sind. Die Berechnung einer aussagekräftigen Störungswahrscheinlichkeit stellt sich als Folge dessen gerade für solche Betriebsmittel als problematisch dar.

Eine zweite Quelle der Unsicherheit besteht im Wechsel der Instandhaltungsstrategie. Die risikoorientierte Instandhaltung stellt mit dem Kriterium des bewerteten wirtschaftlichen Risikos eine zumindest teilweise Abkehr von bisher verwendeten Strategien dar. Die zur Verfügung stehenden Daten sind jedoch immer vor dem Hintergrund der zum und im Vorfeld des Störungszeitpunktes angewandten Instandhaltungsstrategie zu interpretieren. So wird den vorhandenen Daten teilweise die Basis genommen, diese für die Analyse in Zusammenhang mit risikoorientierter Instandhaltungsstrategie einzusetzen. Die Risiken, die aus einer Prognose des zukünftigen Störungsverhaltens auf Basis der vorliegenden Daten resultieren, sind derzeit kaum abzuschätzen [102].

Als Lösungsansätze bieten sich hier die Konzentration der Analysen auf die zulässige Arbeitspunkte und die Untersuchungen der Sensitivitäten der Parameter auf die Schwankungen an.

4.4.2 Ausfallschäden

Es stellt sich nun die Frage anhand welcher Kriterien und mit welchen Messgrößen die Wichtigkeit eines Betriebsmittels gemessen werden kann. Im Rahmen der zuverlässigkeitsorientierten Strategie werden solche Kriterien berücksichtigt, die zumindest einen impliziten Bezug zur Versorgungszuverlässigkeit aufweisen. Im Folgenden wird diese Voraussetzung fallengelassen. Der finanzielle Schaden lässt sich in Anlehnung an [90] in vier Elemente unterteilen:

- Versorgungsspezifische Schäden
- Kundenspezifische Schäden

-
- Betriebsmittelspezifische Schäden
 - Unternehmensspezifische Schäden

Der Ausfall eines Betriebsmittels hat in der Regel Auswirkungen auf die Versorgung der Kunden. Das Ausmaß des versorgungsspezifischen Schadens ist direkt abhängig von der nicht versorgten Leistung und der Dauer des Versorgungsausfalls. Diese werden wiederum beeinflusst von der Spannungsebene, der Verfügbarkeit von Ersatzteilen, der Dauer bis zum Eintreffen von Reparaturtrupps an der Störungsstelle sowie dem Netzaufbau und dem Netzbetrieb. Der versorgungsspezifische Schaden soll hier nicht als Kostengröße, sondern als entgangener Gewinn verstanden werden, der aus der Versorgungsunterbrechung resultiert. Da dies durch die Trennung zwischen dem Netzbetrieb und Energievertrieb nicht verursachergerecht möglich ist, ist der entgangene Gewinn eher als virtuelle Größe zur Bemessung des Ausfallschadens gedacht.

Ausfälle können auch zu Regressforderungen durch die Kunden führen. Der kundenspezifische Schaden basiert auf einzelvertraglichen Ansprüchen der Kunden. Diese können im Ersatz des wirtschaftlichen Schadens oder der Zahlung von Pönalen bestehen.

Der Ausfall eines Betriebsmittels zieht korrektive Instandsetzungsmaßnahmen nach sich. Im Extremfall muss das betroffene Betriebsmittel ersetzt werden. Die daraus entstehenden Kosten werden als betriebsmittelspezifische Schäden bezeichnet. Dazu zählen auch solche Kosten, die durch Umweltbeeinflussung hervorgerufen werden. Denn "von einzelnen Betriebsmitteln gehen überdurchschnittliche Unfallrisiken bei Störungen aus, die zu Schadensersatzforderungen an den Netzbetreiber führen können" [90]. Da die Kosten für die Instandsetzung abhängig vom Schadensausmaß und dem Typ des Betriebsmittels sind, ist der betriebsmittelspezifische Schaden zwar direkt einem Betriebsmittel zuweisbar, nicht aber seiner Höhe nach im Voraus bestimmbar.

Eine letzte Kategorie stellt der unternehmensspezifische Schaden dar. Dieser nur sehr schwer zu quantifizierender Schaden resultiert primär aus dem Imageverlust, den der Netzbetreiber durch den Ausfall erleidet. Es ist anzunehmen dass sowohl das Ausmaß der Störung als auch die Art der betroffenen Kunden Einfluss auf diese Größe haben. So würde die tagelange Versorgungsunterbrechung eines Krankenhauses das Ansehen eines Netzbetreibers wesentlich stärker beschädigen als die drei minütige Unterbrechung eines Wohngebiets in den Nachtstunden.

4.5 Risikoorientiertes Asset Management der Versorgungsnetze

Risikoorientiertes Asset Management aus der Sicht der Energieversorgungssysteme unterscheidet sich von den klassischen Zielen des Risikomanagements auf der Ebene des Unternehmens. Das Risikomanagement im Unternehmen wird vom KonTraG abgeleitet und zielt darauf ab, die Risiken zu eliminieren, die den Fortbestand des Unternehmens gefährden können. Im Unterschied dazu ist das risikoorientierte Asset Management im Rahmen der Energieversorgungssys-

teme ein Entscheidungsinstrument zur Bewertung der unterschiedlichen Investitionsvorhaben mit dem Ziel den Wert des Systems aus der betrieblichen und kundenorientierten Sicht zu optimieren. In Verbindung mit Asset Management werden also die Risiken betrachtet, die sich aus dem normalen Betrieb resultieren und mit deren Eintritt mit einer Wahrscheinlichkeit zu rechnen ist. Das Ziel ist ein optimaler Risikolevel zu erreichen, um den maximalen Wert der Anlage zu erhalten. Die Schwierigkeit solcher Betrachtungsweise liegt in der Bewertung des Risikos. Für den Asset Manager stellen sich also folgende Probleme im Zusammenhang mit Risikomanagement:

- Welche Risiken können erfaßt werden?
- Welche Risiken können bewertet werden?
- Wie können die Risiken bewertet werden?
- Welche Indices sollen eingesetzt werden, um die Unsicherheiten bei der Bewertung abzufangen?

Aus dieser Fragestellung leiten sich die Maßnahmen ab, die zur Optimierung notwendig sind. Die Ableitung selbst ist der Gegenstand der entscheidungstheoretischen Risikobetrachtung die im nächsten Kapitel beschrieben wird.

4.6 Entscheidungstheoretische Betrachtung von Risiko

Im Kapitel 2 wurden bereits einige Verfahren vorgestellt, die eine Risikobeurteilung und/oder Bewertung sowie dessen Priorisierung ermöglichen. Letztendlich liegt es aber an dem Entscheider selbst die "rationalen Entscheidungen" und die Auswahl der Instandhaltungsalternativen zu treffen.

In der Betriebswirtschaft werden solche Fragestellungen im Rahmen der Entscheidungstheorie behandelt. Diese "befasst sich systematisch mit dem Treffen von Entscheidungen, die darin bestehen, eine Handlungsalternative zur Lösung von Entscheidungsproblemen aus einer Menge möglicher Alternativen auszuwählen" [29].

Unter "Entscheidung" wird nach [64] die bewusste oder unbewusste Auswahl einer von mehreren Handlungsalternativen verstanden. Entscheidungstheoretische Untersuchungen werden dabei mit der Absicht vorgenommen, beschreibende (deskriptive) oder vorschreibende (präskriptive) Aussagen zu gewinnen. Im ersten Fall geht es anhand empirischer Untersuchungen, Hypothesen über das Verhalten von Individuen und Gruppen im Entscheidungsprozess zu finden. Im Falle der präskriptiven Entscheidungstheorie geht es um die "rationalen" Entscheidungen. Sie gibt Ratschläge für die Lösung von Problemen in unterschiedlichen Entscheidungssituationen. Dabei stehen die Entscheidungen im Vordergrund, die unter folgenden Prämissen zu treffen sind:

- im Hinblick auf mehrere zu einander in Konflikt stehende Ziele (wie etwa Minimierung der Kosten und Erhöhung der Zuverlässigkeit) und/oder
- angesichts einer ungewissen Zukunft, einer Ungewissheit über Eintreffen oder Nichteintreffen eines Umweltzustandes (z.B. Wetter).

Zu den wichtigsten Instrumenten bei der Entscheidung zählen die Entscheidungsmodelle. Nach [17] bezeichnet man als "Entscheidungsmodell" die Definition in einer formalisierten Sprache der für wesentlich gehaltenen Elemente und Beziehungen einer als "Problem" empfundenen Handlungssituation. Auf diese Weise kann aus dem resultierenden Strukturkomplex die Problemlösung als logische Implikation abgeleitet werden. Die Basiselemente des Entscheidungsmodells sind die Zielfunktion mit Handlungsalternativen, Umweltzuständen und Ergebnissen als Elemente des Entscheidungsfeldes.

Ein Entscheidungsmodell liegt nur dann vor, wenn zwischen mindestens zwei Alternativen ausgewählt werden soll. So sind in Bezugnahme auf Asset Management im Kapitel 2 zwischen Erneuerung, intensiver Wartung oder ereignisorientierter Instandhaltung eines Betriebsmittels am Ende seiner Lebensdauer zu entscheiden. Die Menge der Alternativen wird im folgenden als A bezeichnet, die einzelnen Alternativen sind als $A_1, A_2, \dots, A_i, \dots, A_m$ nummeriert.

Zu Beurteilung der Alternativen, müssen die damit verbundenen Konsequenzen im Modell abgebildet werden. Diese werden als Zielgrößen bezeichnet. Eine Wertekonstellation der Zielgrößen bezeichnet man als "Ergebnis". Das Ergebnis hängt auch von den Größen, die vom Entscheider nicht beeinflusst werden können (Blitzeinschläge, Unwetter, usw.). Diese Daten, die keine Entscheidungsvariablen sind, werden als entscheidungsrelevante Daten bezeichnet, die mögliche Zusammensetzung dieser Daten wird Umweltzustand genannt. Die Menge unterschiedlicher Umweltzustände wird mit S und die einzelnen Zustände mit $S_1, S_2, \dots, S_j, \dots, S_n$ bezeichnet.

Der Entscheider kennt nur in Ausnahmefällen mit Sicherheit die Ausprägungen aller entscheidungsrelevanten Daten. Dies bezeichnet man dann als Entscheidung unter "Sicherheit". Sind lediglich die möglichen Umweltzustände bekannt, von denen genau eins eintreten wird, muss die Entscheidung bei "Unsicherheit" getroffen werden. In der Literatur werden zwei Grenzfälle der Unsicherheiten unterschieden [64]:

- Unsicherheit i.e.S.: kann lediglich eine Aussage getroffen werden welche Umweltzustände möglich sind, ohne über die Wahrscheinlichkeit des Eintritts Aussagen machen zu können.
- Risiko: bei Entscheidungen unter Risiko sind dem Entscheider die möglichen Umweltzustände und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten bekannt. D.h., dass zusätzlich zu den bekannten Zuständen für jeden Zustand im Falle einer Entscheidung unter Risiko die Eintrittswahrscheinlichkeit $w(S_j)$ angegeben werden muss. Das Treffen der rationalen Entscheidungen unter Risiko ist der Gegenstand dieser Arbeit.

Eine rationale Entscheidung kann nur dann getroffen werden, wenn Zielvorstellungen existieren, mit deren Hilfe die alternativen Entscheidungen miteinander verglichen werden können. Die Zielvorstellung eines Entscheiders wird bei der Formulierung eines Entscheidungsmodells durch die Zielfunktion ausgedrückt. Die Ergebnisse der Alternativen gehen als Eingangsvariablen in die Zielfunktion ein. Formal versteht man unter der Zielfunktion mathematische Formulierung einer Präferenzfunktion ϕ , die den einzelnen Alternativen A_i "Präferenzwerte" $\phi(A_i)$ eindeutig zuordnet. Weiterhin enthält die Zielfunktion ein Optimierungskriterium, das den angestrebten Präferenzwert bzw. die "Zielrichtung" für den Präferenzwert zum Ausdruck bringt. Die Präferenzwerte können entsprechend der Zielvorstellung vier grundsätzliche Ausprägungen annehmen:

- Fixierung: Anstreben einer genau fixierten Ausprägung für den Präferenzwert.
- Satisfizierung: Anstreben einer Mindestausprägung für den Präferenzwert.
- Maximierung des Präferenzwertes.
- Minimierung des Präferenzwertes.

Beispielsweise könnte man als Entscheidungsregel die Maximierung des gesamten Barwertes eines Systems als Zielfunktion auf folgende Weise formulieren:

$$\phi(A_i) \rightarrow \text{Max}_i \quad (4.3)$$

Die Abbildung 4.7 repräsentiert die wichtigsten Elemente des Entscheidungsmodells, die soeben beschrieben worden sind.

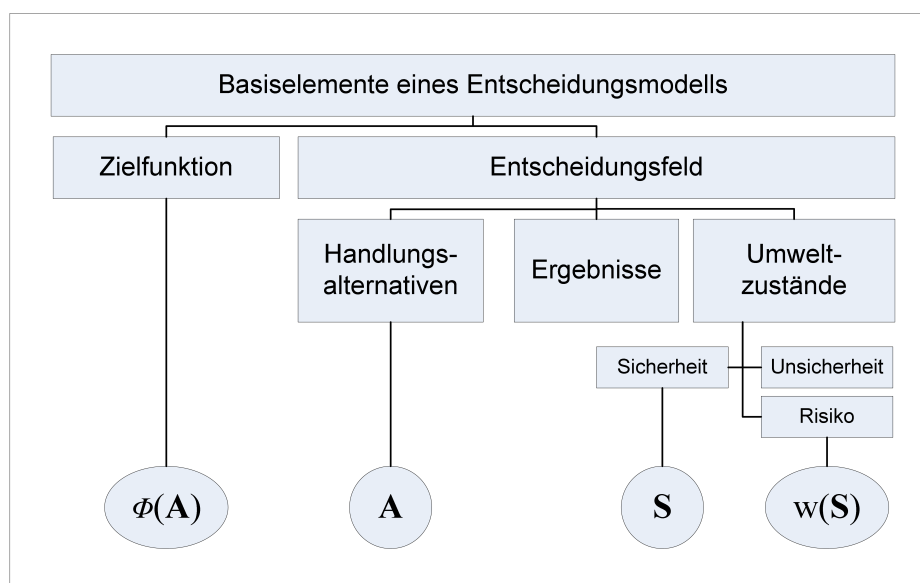


Abbildung 4.7.: Basiselemente des Entscheidungsmodells.

Zu Beschreibung des Ergebnisfeldes wird oft die Ergebnismatrix eingesetzt. Für die Entscheidungsprobleme unter Risiko werden in der linken Spalte die Alternativen dargestellt, in der obersten Zeile befinden sich dann die möglichen Umweltzustände die mit einer Wahrscheinlichkeit bewertet werden. Die Matrix selbst beinhaltet die Ergebnisse als Kombinationen aus Alternative und Umweltzustand. In den Präferenzfunktionen werden die Ergebnisse mit den Wahrscheinlichkeiten gewichtet.

	$w(S_1)$ S_1	$w(S_2)$ S_2	...	$w(S_m)$ S_m	...	$w(S_M)$ S_M
A_1	E_{11}	E_{12}	...	E_{1m}	...	E_{1M}
A_2	E_{21}	E_{22}	...	E_{2m}	...	E_{2M}
...
A_n	E_{n1}	E_{n2}	...	E_{nm}	...	E_{nM}
...
A_N	E_{N1}	E_{N2}	...	E_{Nm}	...	E_{NM}

Tabelle 4.2.: Ergebnismatrix bei Risiko

Kommt man nun zur praktischen Anwendung des Entscheidungsmodells, stellt man fest, dass sowohl alle Umweltsituationen als auch die Wahrscheinlichkeiten für diese schwer bis gar nicht einschätzbar sind. Man sieht auf der anderen Seite bei den Eintrittswahrscheinlichkeiten $w(S_m)$ einer Situation S_m eine klare Parallele zu den Dichtefunktionen bzw. diskreten Wahrscheinlichkeitsfunktionen, die im Kapitel 3 beschrieben worden sind. Diese Wahrscheinlichkeiten werden weiterhin nach 4.3.1 zur Berechnung der Quantile eingesetzt, aus denen Value-at-Risk abgeleitet werden kann. Um die Verbindung zwischen der Entscheidungstheorie und dem Value-at-Risk Modell zu schaffen, sucht man also nach einer Entscheidungsalternative die in z.B. 95% der Fälle einen kostenminimalsten Beitrag leistet. Diese Alternative stellt unter gegebenen Unsicherheiten die optimale Entscheidung dar.



5 Gesamtverlustberechnung für Assets in Energieversorgungsnetzen

In diesem Kapitel fließen nun die theoretischen und praktischen Erkenntnisse aus den vorherigen Kapiteln ein. Auf der Grundlage der beschriebenen Methoden zum Risikomanagement wird hier ein praxistaugliches Verfahren entwickelt, zur Messung der Risiken, die im Umfeld der Energieversorgungssysteme entstehen.

5.1 Prämissen zur Risikomessung mittels Value-at-Risk in technischen Systemen

Im Kapitel 4 wurden die Risiken, die in Zusammenhang mit dem Betrieb der Energieversorgungsnetze auftreten können, beschrieben. Das Ziel dieses Kapitels ist nun ein Modell zur Erfassung und Messung der operationalen Risiken zu entwickeln. Die folgende Methode zur Risikoeinschätzung orientiert sich stark an der, in der Finanz- und Versicherungsbranchen bekannten Methode zur Messung des operationalen Gesamtschadens einer Betrachtungsperiode. Im Gegensatz zu Kredit- und Marktrisiken lässt sich bei den operationalen Risiken kein Referenzwert ermitteln, aus dessen Änderungen ein Risikowert berechnet werden kann. Für die Messung der Schäden aus dem operationalen Bereich wird in der Versicherungsmathematik eine Vielzahl der stochastischen Modelle vorgeschlagen, die hohe Anforderungen an die Datenhaltung und Verarbeitung stellen. Dies unterstreicht die hohe Relevanz dieser Thematik auch über die Grenzen des betrachteten Bereiches hinaus.

Eine nahe liegende Möglichkeit ist die Verwendung der üblichen Mittelwerte und Varianzen. Diese sind jedoch nur bei symmetrischen Verteilungseigenschaften sinnvoll interpretierbar. Im Bereich der operationalen Risiken des Asset Managements in EVU's steht man aber vor vielseitigen Problemen, die sowohl bei der Gewinnung der Daten auftreten können, da meistens keine verlässliche Statistiken zum Verhalten der Betriebsmittel über längere Betrachtungszeiträume vorhanden sind, als auch bei der Analyse der Daten, da die spärlich vorhandenen Daten keine verlässliche Aussagen über die Grundgesamtheit liefern.

Weiteres Problem bei der Anwendung der Mittelwerte und Varianzen ist, dass man bei der Messung der operationalen Risiken sich ausschließlich für die negativen Seiten der Verteilungen interessiert. Erschwerend wirkt in diesem Zusammenhang die Tatsache, dass die betrachteten Schäden eine ausgeprägte Tendenz zur schiefen Verteilungen aufweisen, geringe Schäden treten relativ gesehen viel häufiger auf als mittlere oder schwerwiegende. Das bedeutet, dass eine starke Asymmetrie für die Schadensereignisse charakteristisch ist und durch die Schätzung des

Mittelwerts und der Varianz nur eine bedingte Aussage über den möglichen Verlauf der Risikoverteilung gewonnen wird. Daher wird angenommen, dass die benötigte Schadensverteilung sog. "fat tails" aufweist. Die Abbildung 5.1 stellt die typische Verteilung der Reparaturkosten für Mittelspannungskabeln dar. Für die Approximation der Verteilungsfunktion ist hier die rechts-schiefe Lognormalverteilung (gestrichelte Linie) angewandt. Hier sieht man deutlich insbesondere im Bereich geringerer Schadenskosten zu 60% aller Werte der historischen Verteilung abdecken. Dennoch ist der Wertebereich weit nach rechts ausgedehnt, was auf eine unsymmetrische Verteilung hindeutet. So trifft die Approximation mit der Lognormalverteilung die historische Verteilung deutlich besser als die Approximation mit der herkömmlichen Normalverteilung.

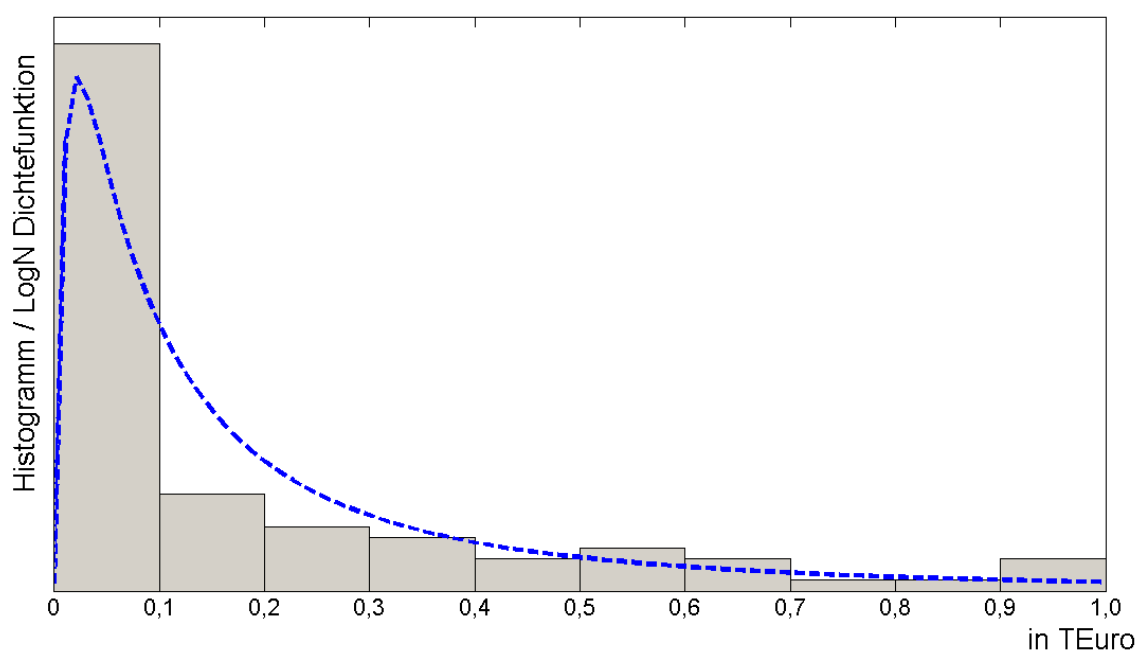


Abbildung 5.1.: Reparaturkosten Histogramm und lognormale Verteilungsdichtefunktion in TEuro.

Weiterhin soll ein risikoorientiertes Entscheidungssystem nach Kapitel 4.6 die Unsicherheiten in der Datenlage bei der Analyse berücksichtigen. In [90] wird aus diesem Grund vorgeschlagen eine Konfidenzschätzung der statistischen Fehler im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse durchzuführen, um diese als "Sicherheitsmargen" in den weiteren Analysen zu verwenden. Die statischen Daten insbesondere aus der Zuverlässigkeit der Betriebsmittel in Energieversorgungsnetzen, wo der Stichprobenumfang sehr begrenzt ist, sind naturgemäß mit Fehlern behaftet. Die Darstellung des Konfidenzintervalls für die Druckluftleistungsschalter ist in [30] für die relative Störungshäufigkeit diskutiert worden (siehe Abbildung 5.2). Hier sieht man die Verteilung der Ausfallraten der Druckluftleistungsschalter über das Alter der Schalter. Die Abweichungen vom Erwartungswert sind bei einem Konfidenzintervall von 90% beachtlich.

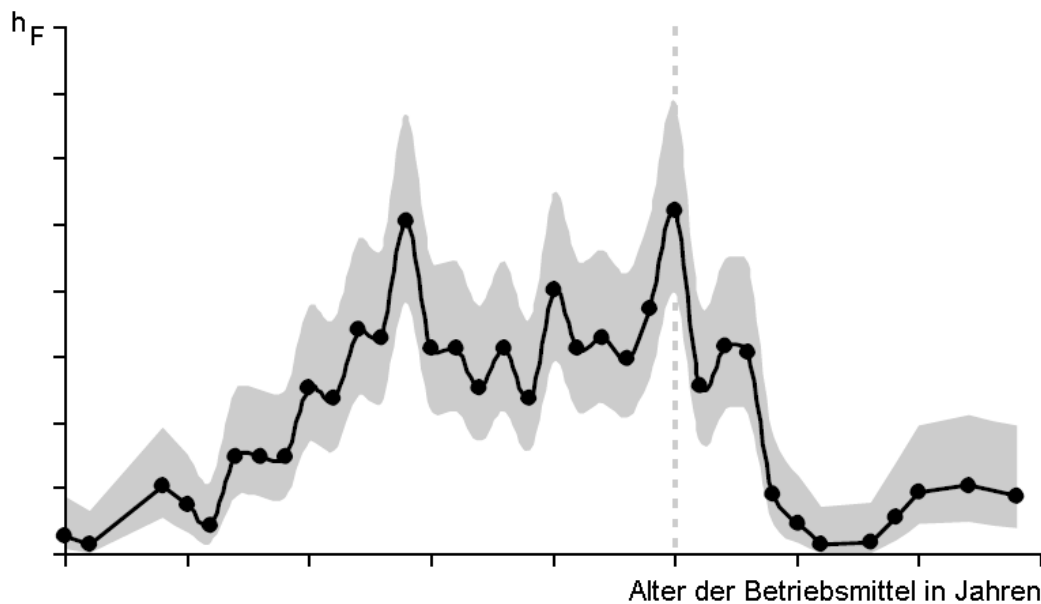


Abbildung 5.2.: Rel. Störungshäufigkeit der Druckluftleistungsschalter mit dem Konfidenzintervall 90% nach [30].

5.2 Vorstellung des Verlustverteilungsansatzes

Der Ansatz zur Berechnung der Schäden aus seltenen Ereignissen ist in der Versicherungsmathematik unter der Bezeichnung **Verlustverteilungsansatz** oder **Loss Distribution Approach (LDA)** bekannt. Dieser ist in der Theorie und Praxis gleichermaßen anerkannt [95]. Der Grund liegt darin, dass der Ansatz in seiner Grundform sehr gut verständlich und gut kommunizierbar ist. Der andere Grund sind die vergleichsweise "geringen" Anforderungen an die Datenbasis, was insbesondere auf die vorliegende Problematik zutrifft. Dennoch motiviert die Methode zur Erweiterung und Strukturierung der betriebseigenen Schadensstatistik und trägt somit dazu bei, dass die Qualität der Erfassung durch klare Struktur und Einfachheit kontinuierlich erhöht wird.

Das Modell basiert auf der Annahme, dass die in der Vergangenheit eingetretenen Schäden als Prädiktor für das zukünftige Risiko dienen sollen. Die zu Modellierung benötigten Daten lassen sich aus Daten zu den Schadensfällen gewinnen. Die konkrete Beschreibung der benötigten Daten folgt dann im Kapitel 5.3. Ziel des Vorgehens ist die Ermittlung der statistischen Verlustverteilung des Gesamtschadens in einem bestimmten Zeitraum T und die anschließende Ableitung des operationalen VaR.

Zur Messung des Risikos ist es notwendig, Verfahren anzuwenden, die, in der Regel mangelhafte Datenbasis bestmöglich ausnutzen. Das statistisch-mathematische Vorgehen des LDA basiert auf der Ableitung der statistischen Verteilungsfunktionen, die möglichst exakt an die beobachteten Schadensfälle angepasst werden können. Dadurch wird zwischen den vorhandenen Datenpunkten interpoliert und somit auch die Datenpunkte beschrieben, die nicht beobachtet wurden.

Basierend auf der Definition des Risikos als Produkt zwischen Wahrscheinlichkeit und Schadenshöhe wird die Risikoermittlung in zwei voneinander getrennten Schritten durchgeführt:

- Getrennte Ermittlung der Modelle für Anzahl der Störungen und Schadenshöhen in der betrachteten Periode. Schadenshöhen werden dabei als Störungskonsequenz berechnet.
- Anschließend werden die beiden Komponenten mittels analytischer Verfahren oder mittels Simulationsverfahren zu einer Gesamtschadensverteilung kombiniert.

Die Voraussetzung für die Risikoberechnung ist also die Erfassung der Ausfallhäufigkeit des Systems und der Höhe der einzelnen Schäden. Die Herausforderung dabei liegt allgemein in der Quantifizierung der Eingangsgrößen. Das Ausfallverhalten eines Systems oder Teilsystems ist maßgebend von der Fehlerwahrscheinlichkeit der einzelnen Komponenten abhängig, die wiederum mit der Ausfallrate charakterisiert wird. Zur Ableitung der Ausfallrate werden Modelle eingesetzt, die das Ausfallverhalten eines Betriebsmittels über Zeit beschreiben.

Die zweite zu quantifizierende Größe ist die sich aus der Störungskonsequenz ergebende Schadenshöhe. Hier werden in der vorliegenden Arbeit die monetären Größen erfasst, die sich nach Kapitel 4.4.2 aus versorgungsspezifischen, kundenspezifischen, betriebsmittelspezifischen und unternehmensspezifischen Schäden zusammensetzen. Im Bezug auf die unternehmensspezifischen Schäden, die nach [56] das Image des Unternehmens betreffen, liegt die Schwierigkeit in der Quantifizierung der Referenzgrößen. Dies liegt daran, dass die Kunden nicht direkt mit dem Netzbetreiber vertraglich verbunden sind und deswegen sich die verursachergerechte Zuweisung als schwierig erweist. In [94] ist eine Quantifizierungsmethode angegeben, die durch die Gewichtung und Faktorisierung solche Imageschäden zu erfassen versucht. In dieser Arbeit wird aber von der Quantifizierung des Imageschadens abgesehen, zumal durch die quasimonopolistische Stellung eines Netzbetreibers die Auswirkung der Imageverschlechterung rein hypothetisch in die Berechnung eingehen könnte.

Es wäre theoretisch möglich, die Schadensfalldaten direkt in die Risikosimulation einfließen zu lassen. Auf diese Weise würden allerdings nur die Schäden berücksichtigt werden, die tatsächlich so in der Vergangenheit eingetreten sind. Der Vorteil dieser scheinbaren Objektivität wird aber durch das Argument entkräftet, dass die künftigen Schäden nicht unbedingt mit den vergangenen übereinstimmen müssen und damit das Ziel der Quantifizierung des Risikopotenzials verfehlt wäre. Die Verwendung des Verlustverteilungsansatzes bietet hier einen grundlegenden Vorteil: durch die Ableitung der Verteilungsfunktion für Schäden werden die empirischen Daten interpoliert, so dass auch die potenzielle Schadenshöhe simuliert werden kann.

5.2.1 Grundannahmen und Grundmodell des LDA

Aus theoretischer Sicht ist für die Modellierung der Schadenshöhe die Annahme erforderlich, dass die Schäden identisch verteilt sind. Somit können alle Schäden mit derselben statistischen Verteilung generiert werden, was eine erhebliche Erleichterung bei der Auswertung bedeutet. In der Realität sind aber die Schäden und die dazu führenden Prozesse unterschiedlich. So wird die Störung eines Transformators in der Umspannstation eine andere Konsequenz mit sich ziehen, als ein Kurzschluss in der Freileitung. Aus diesem Grund ist es von großer Bedeutung für das Modell die Kategorisierung der Risiken nach Risikoarten, so dass die Risiken ähnlich verteilt werden können. Auf diese Weise werden die Risiken in Störungsursachen und Störungsorte aufgeteilt. Dies bedeutet mit anderen Worten, dass alle betreffenden Schäden von derselben statistischen Verteilung generiert werden können. Dies setzt natürlich voraus, dass eine Änderung im Umfeld des Netzes dazu führt, dass sich auch damit verbundene, schadensgenerierende Prozesse angepasst werden müssen. Im konkreten Fall ist die Berechnungsmethode auf die Ableitung der neuen Schadenshöhefunktion angewiesen, falls sich in der Technologie der verwendeten Betriebsmittel etwas Grundlegendes ändert. Der Kategorisierung der Risiken im Rahmen des vorliegenden Modells ist der Kapitel 5.3.1 gewidmet. Dieselben Überlegungen werden in Bezug auf die Störungshäufigkeit angestellt und im Kapitel 5.3.2 behandelt.

Die bisherigen Ausführungen sollen nun in ein mathematisches Modell münden. Dazu werden im Vorfeld einige Vorbereitungen notwendig. So trifft man im Rahmen des Verlustverteilungsansatzes folgende Annahmen zur Datenbasis:

- Das operationale Gesamtrisiko wird in eine Risikomatrix aus i Fehlerort und j Fehlerursache aufgeteilt.
- Der durch operationales Risiko entstehende Gesamtverlust G_{ij} des Matrixfeldes ij in einer Periode T setzt sich aus den in diesem Zeitraum N -maligen Schadensereignis $x_{n,ij}$ zusammen:

$$G_{ij} = x_{1,ij} + x_{2,ij} + \dots + x_{N,ij} \quad (5.1)$$

Die prinzipielle Vorgehensweise nach LDA ist im Flussdiagramm Abbildung 5.3 dargestellt. Dieses Grundmodell zur Berechnung ist eingangs auf eine genauere Spezifikation des Betrachtungsobjekts sprich Betriebsmittels angewiesen. Die Spezifikation der Betriebsmittel kann je nach dem in welchem Detaillierungsgrad des Asset Managements man sich befindet, die Auswahl eines konkreten Betriebsmittels, einer Gruppe der Betriebsmittel oder eines Betriebsmitteltyps mit mehr oder weniger spezifizierten Eigenschaften wie Alter, Isolationsart u.v.m. bedeuten. Zu Beschreibung des Modells wird diese Frage offen bleiben. Die Konkretisierung und exemplarische Berechnung wird im Weiteren durchgeführt.

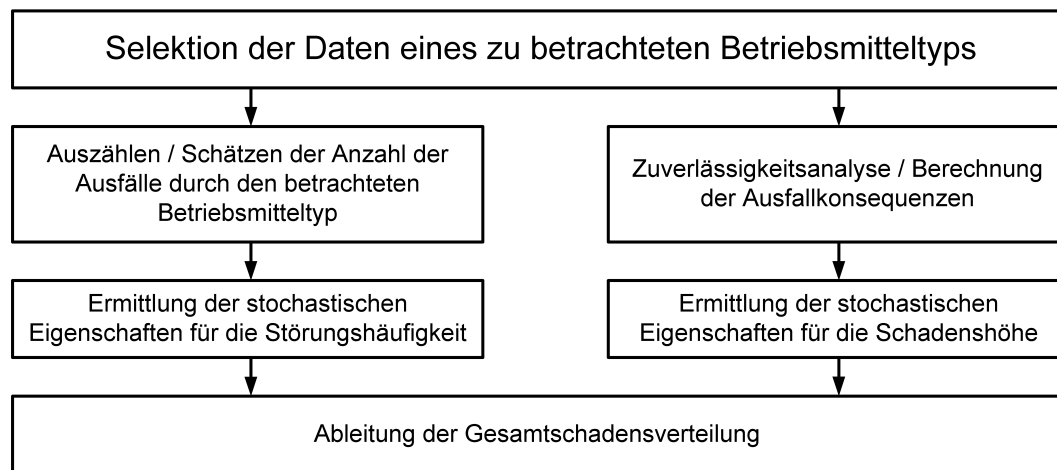


Abbildung 5.3.: Ablaufschema der Berechnung von Risiken nach LDA.

Nach dem die Spezifikation und Selektion des Betrachtungsobjekts durchgeführt wurde, sollen Eingangsinformationen über diesen für weitere Verarbeitung gesammelt werden. Dies sind einerseits Informationen über die Anzahl der Schäden in den Betrachtungsobjekten und andererseits die Ausfallkonsequenzen. Im Falle der Risikoberechnung im Asset Management der EVU's werden weiterhin die systembezogenen Ausfallkonsequenzen über die Zuverlässigkeitsanalyse berechnet.

Zur Vorbereitung auf die statistische Analyse werden im nächsten Schritt die stochastischen Eigenschaften der beiden Faktoren berechnet. Diese Eigenschaften sollen als Vorbereitung auf die weitere statistische Analyse und Ableitung der parametrischen Verteilung eingesetzt werden. In der Regel handelt es sich um die Erwartungswerte und die empirische Verteilungen der Störungshäufigkeit und Schadenshöhe. Die empirischen Verteilungsfunktionen werden als Ausgangsbasis für die Approximation durch die parametrischen Verteilungsfunktionen eingesetzt. Zuletzt werden die Parameter der beiden Faktoren an die Ableitung der Gesamtschadensverteilung übergeben.

Die Ableitung der Gesamtschadensverteilung mündet im letzten Schritt in die Berechnung des Value-at-Risk. Die Berechnung orientiert sich auf dem allgemeinen Berechnungsmodell nach [49]. Die einzelnen Parameter und die stochastische Eigenschaften stehen an der Schnittstelle zur Value-at-Risk Berechnung zur Verfügung. Die Berechnung des VaR ist im Kapitel 4.3.1 in der Abbildung 4.4 dargestellt.

5.3 Selektion der Daten für die Risikokalkulation

Zur Selektion der Daten gehört eine genauere Definition, um welche Betriebsmittel es sich handelt. In den nachfolgenden Kapiteln wird nun die Berechnungsmethodik für die beiden Bestandteile des Risikos spezifiziert. Hierfür wird im ersten Schritt die Zusammensetzung der mathematischen Funktionen für die Störungshäufigkeit und Schadenshöhe abgeleitet. Im zweiten Schritt

werden die Annahmen zu den Verteilungsfunktionen der beiden Teilmodelle getroffen. Dies ist das Ergebnis der Deduktionsprozedur. Abschließend werden die zur Berechnung benötigten Modelleingangsvariablen beschrieben.

5.3.1 Kategorisierung der Risikoereignisse

Die Existenz einer Vielzahl von Kategorisierungsmodellen in der Theorie und Praxis liegt an verschiedenen Ursachen zu denen die Subjektivität und unterschiedliche Umgangsweise, mit dem Begriff Risiko sowie unternehmensspezifische Zielsetzungen und Rahmenbedingungen, zählen. In Anlehnung an [95] werden hier folgende vier Anforderungen an die Kategorisierung gestellt, wobei die Anpassung an die Gegebenheiten im spezifischen Umfeld eines Energieversorgungssystems bedacht werden muss:

- Die Breite einer Risikokategorie soll sowohl denen, in einem Netzbetrieb auftretenden Risiken gerecht werden, als auch für die zukünftig möglichen Risiken hinreichend offen sein.
- Die Kategorisierung sollte aus verschiedenen Abstraktionsebenen bestehen, die weitere Spezialisierungen unterstützen.
- Die Kategorien sollen eindeutig sein und möglichst überschneidungsfrei.
- Die Kategorien sollen konsistent zu Vorschriften von meldepflichtigen Ereignissen des Regulators sein, da diese die Maßgabe für das minimale Berichtswesen der Netze setzt.

Weiterhin soll bedacht werden, dass die Kategorien zur Modellierung mit Hilfe einer Datenbank kompatibel sind, da die Berechnungen in der Regel rechnergestützt durchgeführt werden. Konzeptioneller Aufbau einer Risikodatenbank ähnelt einer Störungsdatenbank, die z.B. in [30] diskutiert wurde.

Die hier vorgeschlagene Kategorisierung der Daten orientiert sich stark an der in [37] vorgeschlagenem Erfassungsschema B der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. An dieser Stelle soll an einen eklatanten Schwachpunkt dieser Statistik hingewiesen werden, der eine "eins-zu-eins" Übernahme der Kategorisierung unmöglich macht. In der Statistik wird auf einen Unterschied zwischen dem Störungsanlass und Fehlerursache hingewiesen. Dabei handelt es sich bei einem Störungsanlass um "... im weitesten Sinne eine Einwirkung auf das Netz" [37]. Eine Fehlerursache ist dagegen:

"...ein im Netz latent bereits vorhandener Schwachpunkt, wie der Mangel durch schlechte Montage oder Überwachung, nachlässige Wartung oder fehlerhafte Planung und Bemessung der Anlagen sowie Mängel bei der Herstellung oder beim Werkstoff der verwendeten Betriebsmittel. Es kann weiterhin eine Minderung der elektrischen oder mechanischen Eigenschaften, z.B. durch Alterung, vorliegen. Diese verschiedenen Mängel führen häufig erst durch einen äußeren Anlass zu einer Störung."

Dies sind also genau die Ursachen, die durch das Risikomanagement erfasst werden sollen. Eine Korrelation der beiden ist zwar gegeben, die expliziten Fehlerursachen werden in der Statistik aber nicht erfasst. Im Rahmen des ursachenbezogenen Risikomanagements ist die Erfassung der Fehlerursachen interessant und die wirkungsbezogene Erfassung der Risiken ist das Gegenteil davon. Da die beiden Konzepte insbesondere für die Ableitung der Risikominimierungsmaßnahmen wichtig sind, wird zur Verdeutlichung ein kleines Beispiel gegeben:

”Bei einem Gewitter trat auf der 20kV Freileitung zwischen den Umspannstationen A und B ein dreipoliger Kurzschluss auf. Der 20kV Leistungsschalter des zugehörigen Abgangsfeldes im Umspannwerk schaltete infolge eines schlechten Kontaktes im Auslösekreis des Schutzes nicht aus. Der überlagerte Schutz schaltete den einspeisenden 110/20kV Transformator auf der 20kV Seite aus, wodurch die gesamte 20kV Sammelschiene des Umspannwerks und dadurch 60 Ortsnetzstationen spannungslos wurden. Das wirkungsbezogene Risikomanagement setzt das Gewitter in den Mittelpunkt der Analyse. Das ursachenbezogene Risikomanagement betrachtet die infolge der schlechten Wartung das Nichtauslösen des Leistungsschalters an der Sammelschiene als Ursache, das zum Ausfall führte.”

Das auslösende Ereignis ist also nicht unbedingt mit der Ursache des Schadens verbunden. In den meisten Fällen wird aber die Fehlerursache auf der Ebene der Betriebsmittelkomponente angegeben wie z.B. in [30]. Dies ist für die nachfolgende Ableitung der konkreten Maßnahmen wichtig. Bei der Risikoanalyse bewegt man sich auf dem vorgelagerten Schritt der Asset Entscheidungen. Hier geht es um die Auswahl der Alternativen zur Instandhaltung der Betriebsmittel, das genauere Vorgehen ist in [8] diskutiert. Es muss in diesem Zusammenhang also festgestellt werden, ob eine Korrelation zwischen den Störungsereignissen und der Instandhaltung besteht. Der erste Hinweis kann aus der Berechnung der Anteile der atmosphärischen und fremden Störungen an der Gesamtzahl der Störungen entnommen werden. Auf der obersten Ebene wird also die Aufteilung nach den Störungsauswirkungen getroffen. Die ist zwar nicht die ursachenbezogene Art der Risikoerfassung, erlaubt aber gezieltere Analyse der Störungen, die auf interne Fehlerursachen zurückzuführen sind. Folgende Unterteilung der Risikokategorien wird in diesem Zusammenhang vorgeschlagen:

- *Äußere Ursachen und atmosphärische Einwirkung* wie Gewitter, Sturm, Eis, Schnee, Einwirkungen von nicht autorisierten Personen, Tiere, Vögel, Bäume sowie Erd- und Baggerarbeiten, Fahrzeuge und Flugobjekte usw. Die Kategorie beinhaltet alle Störungen, die von außen auf die Betriebsmittel eingewirkt haben und in ihrer Natur nicht vorhersehbar sind. Solche Störungseinwirkungen können leicht aus den allgemeinen Statistiken z.B. nach [99] ermittelt werden.
- *Innere Ursachen* die sich aus dem Betrieb ergaben oder durch die Einwirkung der Alterungs- und Verschleißprozesse vorhersehbar sind. Die Beseitigung dieser Störungen ist die Aufga-

be des Instandhaltungsmanagements. Diese Kategorie ist für die Optimierung der Instandhaltungsstrategie besonders wichtig.

Zu Erhöhung der Effizienz der Steuerung des Netzes wird in [6] vorgeschlagen den Anlagenpark in Asset-Segmente aufzuteilen. Unter einem Asset Segment versteht man eine wirtschaftlich steuerbare Betriebsmittelgruppe, d.h. die Gruppe der Betriebsmitteln mit gleichen Eigenschaften bezüglich der Betriebsweise, Reparatur- und Ersatzaufwendungen oder ähnlichen Ausfallverhalten bezogen auf Störungshäufigkeit und Ausfallkonsequenz. Hierfür wird das Merkmal der Statistik "Fehlerort" betrachtet. Folgende Fehlerorte werden im Hinblick auf die Verteilungsnetze und Aufteilung der Fehlerorte in Anlehnung an [37] in die Analyse mit einbezogen:

- *Leitungen*: Darunter sind die Freileitung (**FL**), Kabel (Papierkabel, PE-Kabel, VPE-Kabel, Ölkabel) (**KB**) zu verstehen.
- *Schaltanlagen*: Diese bestehen weiterhin aus Transformatoren in Schaltanlagen (**SA Trafo**), Sammelschienen (**SS**), Leistungsschaltern (**LS**), Trennschaltern abgangsseitig (**TR ab**), Trennschalter sammelschienenseitig **TR ss**).
- *Ortnetzstationen*: Können weiter unterteilt werden in ONS-Gebäude (**ONS Geb**), Ortsnetztransformatoren (**ONS Trafo**) und Lasttrennschalter (**LTS**).

Die internen Statistiken sind nicht immer mit den angegebenen Kategorien konform. Es kann daher eine weitere Unterteilung und feinere Kategorisierung sinnvoll sein. Die angegebene Kategorisierung ist als Einstiegs kategorisierung zu betrachten und zum Zweck der Modellentwicklung und Erprobung gedacht.

Eine Verfeinerung der Kategorisierung ist möglich, steuert aber nur unwesentlich dazu bei, die Systematik der Berechnung klarer zu machen. Im Rahmen der Ableitung konkreter Entscheidungen über Austausch, Wartung oder ereignisorientierte Betriebsführung bestimmter Betriebsmittel anhand des Risikos, die von diesen Betriebsmitteln ausgeht, kann durchaus eine feinere Aufteilung sinnvoll sein.

Obwohl die gewählte Kategorisierung grob erscheint, ist bei der Wahl auf die Konformität mit den Anforderungen der regulierenden Behörden geachtet worden. So stimmen die gewählten Kategorien weitgehend mit der Kategorisierung von [99] überein. Wichtig in diesem Zusammenhang sind die Überschneidungsfreiheit zwischen den einzelnen Kategorien und eine direkte Korrelation mit den Risiken, die sich aus dem Netzbetrieb resultieren können, sprich den Fehlerorten entsprechen.

Ein weiterer wichtiger Punkt in diesem Zusammenhang ist die Vergleichbarkeit der möglichen Schadenshöhen in den einzelnen Kategorien.

Die Abbildung 5.4 zeigt eine Zusammenfassung der gewählten Kategorien in Form einer Matrix. Die nähere Untersuchung unter dem Hinblick auf Störungshäufigkeiten und Schadenshöhen ist der Gegenstand der nachfolgenden Kapitel.

	Äußere Ursachen / atmosphärische Einwirkungen	Innere Ursachen
Leitungen		
Schaltanlagen		
Ortsnetzstationen		

Abbildung 5.4.: Risikoeinteilung.

5.3.2 Berechnung der Störungshäufigkeit

Annahmen über das Ausfallverhalten der Komponenten

Die Berechnung des Risikos setzt voraus, dass ein unerwünschter Systemzustand eingetreten ist. Die unerwünschten Systemzustände werden durch äußere Einflüsse oder durch die Fehler in den Betriebsmitteln herbeigeführt. Diese können ihrerseits zu den Ausfällen im System führen. Ein Ausfall nach [37] ist eine "zufallsbedingte Beendigung der Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, eine geforderte Funktion zu erfüllen."

Zur Berechnung der Anzahl der Störungen im System ist die Betrachtung der Ausfallrate der Betriebsmittel notwendig. Die Ausfallrate eines Betriebsmittels gibt die Neigung eines Betriebsmittels an, in der betrachteten Zeitperiode t , (z.B. t in Jahren) eine Störung zu erfahren.

Der Zustand des Betriebsmittels ist eine Funktion über Lebenszyklus und seine Wartungs- und Instandsetzungshistorie. Die äußeren Einwirkungen sind dagegen zufallsbedingt und über die entsprechenden Statistiken erfassbar. Den Zusammenhang zwischen den Zuständen "Betrieb" und "Nichtbetrieb" Systemkomponente kann in Form eines chronologischen Prozessdiagramms nach Abbildung 5.5 dargestellt werden.

Die Betriebszeit T_B und die Aus-Zeit T_A eines Betriebsmittels in der Abbildung 5.5 sind in der Regel Realisationen von Zufallsvariablen und können lediglich als Erwartungswerte $E(T_B)$ und $E(T_A)$ angegeben werden.

Die Ausfallrate und die Instandsetzungsrate sind in diesem Zusammenhang die Kehrwerte der Betriebs- und Aus-Zeit.

$$\text{Ausfallrate: } \lambda = \frac{1}{E(T_B)} \quad (5.2)$$

$$\text{Instandsetzungsrate: } \mu = \frac{1}{E(T_A)} \quad (5.3)$$

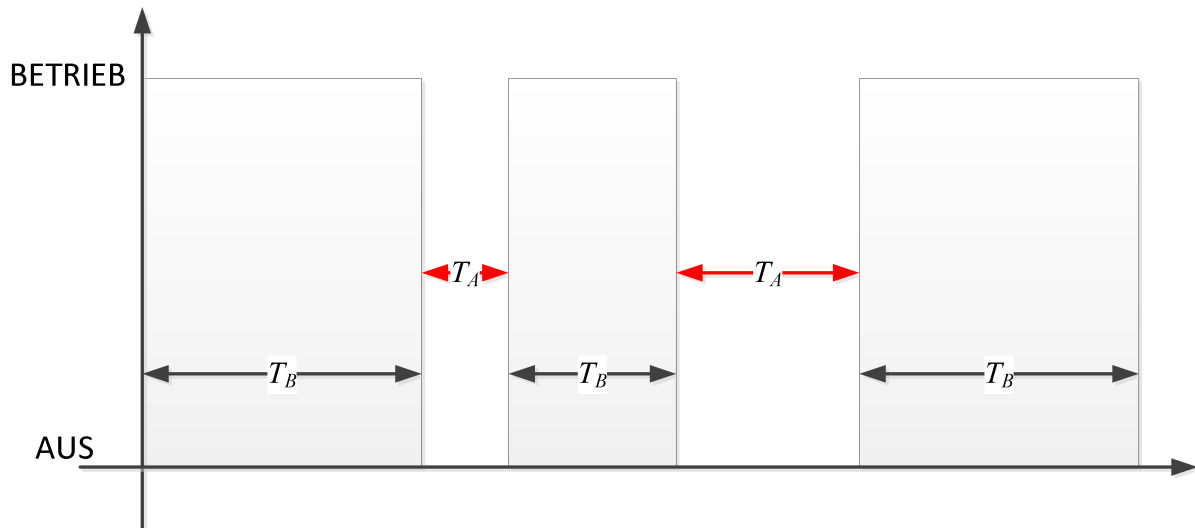


Abbildung 5.5.: Betriebszustände einer Systemkomponente

Betrachtet man ein System, das aus mehreren zusammenhängenden Komponenten besteht, so sind die Anzahl der Betriebsmittel und ihre topologische Anordnung für die Störungsanfälligkeit des Netzes maßgebend.

Allgemein kann ein System bestehend aus n -Komponenten, die die gleiche Ausfallrate λ haben, $n \cdot \lambda$ -Störungen in dem betrachteten Zeitraum erfahren. In der Gleichung 5.4 wird derselbe mathematische Zusammenhang der Störungshäufigkeit eines Systems als Summe dargestellt:

$$H_{Sys} = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \quad (5.4)$$

Dabei ist $\lambda_i(t)$ die Ausfallrate der Betriebsmittel eines bestimmten Typs. Die Variable t drückt die Zeitabhängigkeit der Ausfallrate von nächsten hinreichend kleinen Zeitintervall aus. Dies gilt unter der Bedingung, dass das Betriebsmittel bis zur Betrachtungszeit keinen Ausfall erlitten hat:

$$\lambda_i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t)}{\Delta t} = \frac{f_i(t)}{1 - F_i(t)} \quad (5.5)$$

Wie eingangs schon gesagt, hängt die Ausfallrate λ eines Betriebsmittels von externen Einflussfaktoren, vom Alter und von der Wartungs- und Instandsetzungshistorie ab. Um ein verlässliches Modell für die Ausfallwahrscheinlichkeit des Betriebsmittels ableiten zu können, ist es wichtig diese Faktoren in die Betrachtung einzubeziehen.

Dazu existieren bereits mehrere Modelle, die sowohl die Modellierung der Alterung der Betriebsmittel als auch die Modellierung der externen Einflüsse implementieren. An dieser Stelle wird eine Auswahl des Modells vorgenommen sowie die Definition der Eingangsvariablen.

Das wohl bekannteste Lebensdauermodell der Betriebsmittel ist das Badewannen-Modell. Das Modell basiert auf der Annahme, dass die Ausfallrate einen Anstieg zum Anfang und zum Ende des Lebenszyklus eines Betriebsmittels erfährt. Die anfänglichen Ausfälle sind z.B. herstellungsbedingt und beinhalten Ausfälle, die auf Fehler in der Produktion bzw. falsche Inbetriebnahme zurückgeführt werden können. Diese anfängliche Störungsanfälligkeit ist nach der Inbetriebnahme im mittleren Teil des Lebenszyklus ausgeschöpft. Die Ausfallrate im mittleren Bereich ist nun konstant und rein stochastischer Natur z.B. durch die äußeren Einwirkungen bedingt. Zum Ende des Lebenszyklus steigt die Ausfallrate zustandsbedingt an. Der Zustand des Betriebsmittels verschlechtert sich zunehmend aufgrund der Alterung und des Verschleißes.

Das Modell wurde in vielen Veröffentlichungen im Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitsanalyse diskutiert (siehe z.B. [21]). Man geht allgemein von der Annahme aus, dass drei Bereiche des Lebenszyklus durch die dreiteilige Verteilung der Ausfallwahrscheinlichkeit modelliert werden können. Es wird also nach einer Verteilungsfunktion gesucht, die für die Modellierung angesprochener Bereiche geeignet erscheint. Durch ihre Flexibilität und Anpassungsfähigkeit zeigte sich die Weibullverteilung als geeignetes Instrument für diese Aufgabe. Die Verteilungsfunktionen der weibullverteilten Zufallsvariablen ist in der Gleichung 5.6 angegeben:

$$F_T(t) = 1 - e^{-\alpha t^{\beta(t)}} \quad \text{für } t > 0 \quad (5.6)$$

Die entsprechende Dichtefunktion ist:

$$f_T(t) = \alpha \beta(t) t^{\beta(t)-1} e^{-\alpha t^{\beta(t)}} \quad \text{für } t > 0 \quad (5.7)$$

Die weibullverteilte Ausfallrate ist dann nach Gleichung 5.2:

$$\lambda(t) = \alpha \beta(t) t^{\beta(t)-1} \quad \text{für } t > 0 \quad (5.8)$$

An dieser Stelle steht t für das Alter eines beliebigen Betriebsmittels. Der Parameter $\beta(t)$ ist dabei ebenfalls zeitabhängig und erlaubt dabei die Verteilung entsprechend des Lebenszyklus anzupassen. Die Abbildung 5.6 visualisiert das oben beschriebene Lebenszyklusmodell.

Hierbei sind in Diagramm I die Frühausfälle mit $\beta(t) < 1$ dargestellt. Die Ausfallrate $\lambda(t)$ ist absteigend mit der Zeit. Diagramm II mit $\beta(t) = 1$ stellt die altersunabhängige, konstante Ausfallrate $\lambda(t)$ dar. In III schließlich sind die alter- bzw. verschleißbedingte Ausfälle durch steigende Ausfallrate $\lambda(t)$ und $\beta(t) > 1$ visualisiert. Die gestrichelten und strichpunktierten Kurven geben die kumulierte Summenhäufigkeiten und die Dichtefunktionen wieder. Mit der durchgezogenen Linien sind die zeitlichen Verläufe der Ausfallrate $\lambda(t)$ dargestellt.

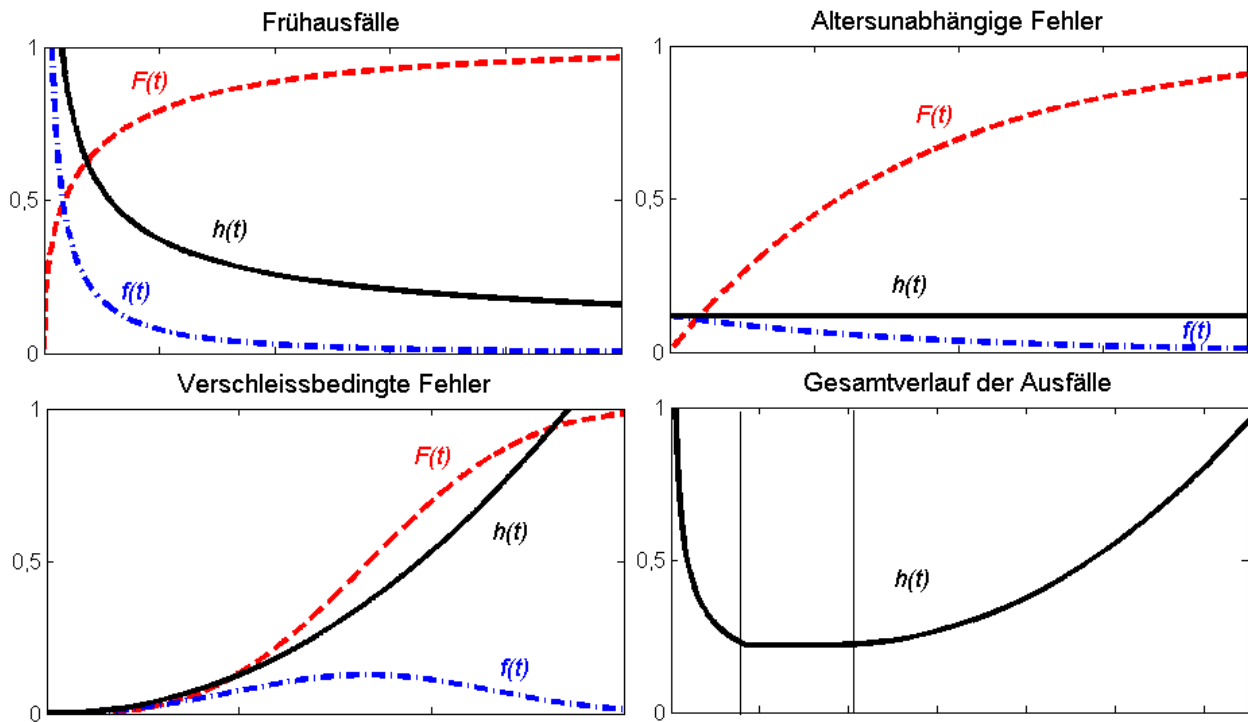


Abbildung 5.6.: Badewannen-Ausfallmodell der Betriebsmittel.

Die drei Verteilungen stehen für die drei angesprochenen Fehlerursachen, die zu einem Gesamtmodell im Diagramm IV zusammengesetzt wurden. Die so entstandene Lebensdauerkurve repräsentiert also die Ausfallrate eines Betriebsmittels über sein Lebenszyklus.

Im Mittelpunkt der Interesse im Zusammenhang mit risikoorientiertem Instandhaltungsmanagement steht die Frage, welche Alternative Wartung, Erneuerung, ereignisorientierte Instandhaltung in Bezug auf Kosten-Risiko-Kombination optimal ist. Die Frage stellt sich bei den Betriebsmitteln, die in der letzten Phase des Lebenszyklus stehen, also im Bereich der steigenden Ausfallrate. Die betrachteten Ausfälle werden hier überwiegend durch den Verschleiß und Alter der Betriebsmittel verursacht. Die Ausfälle durch äußere Einflüsse bleiben dabei konstant.

Ab einem bestimmten Punkt auf der x-Achse muss also durch die gestiegene Ausfallrate die Entscheidung über den Austausch, Wartung oder ereignisorientierte Betriebsführung getroffen werden. Die Entscheidung wird anhand des Risikos getroffen, das ausgehend von jeweiliger Alternative verbleibt.

Im Mittelpunkt der Analyse steht also der Bereich oberhalb der Grenzausfallrate Λ . Diese Grenzausfallrate wird als die Ausfallrate angenommen, die bei einem festgesetzten Alter des Betriebsmittels eintritt und das Betriebsmittel somit in die Gruppe der Ausfall gefährdeten Betriebsmittel aufgenommen werden muss. In der Abbildung 5.7 ist der umrandete Bereich der Lebensdauerkurve, der für die Risikoanalyse interessant ist. Von dieser elementaren Prämisse leitet sich nun die systemweite Risikobetrachtung ab. Für die Ableitung der Störungshäufigkeit des Netzes in der Betrachtungsperiode T , müssen die Störungshäufigkeiten der einzelnen Be-

triebsmittel beobachtet werden. Die Störungshäufigkeit ist eine Funktion der Ausfallrate und Reparaturrate nach Gleichung 5.9.

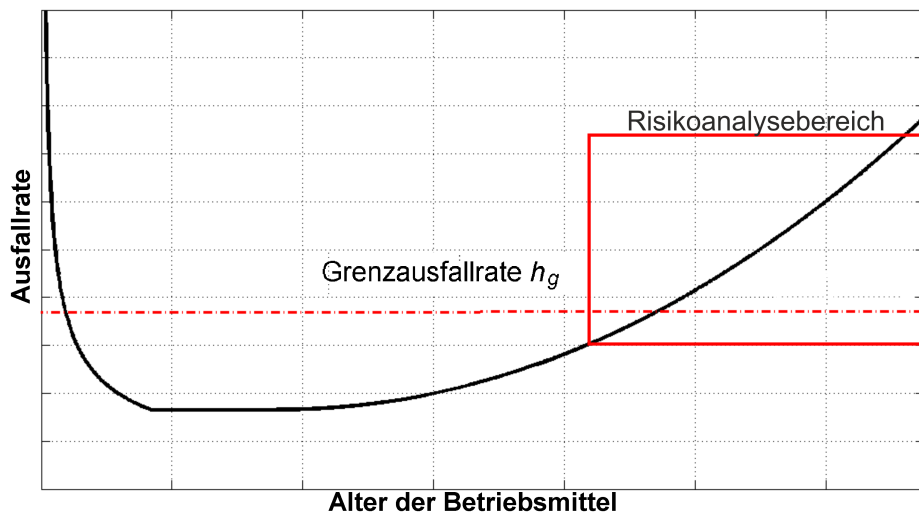


Abbildung 5.7.: Bereich der Ausfallratenfunktion der für die Risikoanalyse von Interesse ist.

$$H = \frac{\lambda \cdot \mu}{\lambda + \mu} \quad \text{für } \lambda = \text{Ausfallrate}, \mu = \text{Reparaturrate.} \quad (5.9)$$

Ist die Reparaturdauer im Vergleich zur Betriebsdauer sehr klein, können die Störungshäufigkeit und Ausfallrate gleich gesetzt werden [66].

Wie eingangs schon beschrieben, wird die Störungshäufigkeit im Analysebereich von zwei Effekten beeinflusst, atmosphärischen Störungen bzw. sonstigen äußeren Einwirkungen und von einer verschleissbedingten Zustandsverschlechterung, der im interessierenden Lebenszyklus des Betriebsmittels annahmegemäss steigend ist. Die Steigung der Störungshäufigkeit repräsentiert die Alterungsgeschwindigkeit des Betriebsmittels.

Die konstanten Anteile der Störungshäufigkeit werden in der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [99] dokumentiert. Da hier aber keine Betrachtung des Alters der Betriebsmittel stattfindet, sind die altersabhängigen Störungseffekte hier nicht ersichtlich und müssen durch betriebsmitteltyp-spezifische Alterungsmodelle abgeschätzt werden. Ist die Betrachtungsperiode hinreichend klein im Vergleich zur Lebensdauer des Betriebsmittels, so kann die Störungshäufigkeit durch eine steigende Gerade an der Stelle t_0 approximiert werden (siehe Abbildung 5.8). Mathematische Darstellung wird nun hergeleitet. Dabei stehen die kleinen Buchstaben für die Störungshäufigkeiten einzelner Betriebsmittel, die Großbuchstaben beziehen sich auf das Gesamtsystem. Die Störungshäufigkeit des Betriebsmittels i setzt sich zusammen aus zwei Anteilen, einem konstanten Anteil $h_{i, fremd}$ aufgrund äußerer Einwirkungen und zufälliger Prozesse

und einem lebenszyklusabhängigen Anteil $h_{i,verschl}$ aufgrund Alterungs- und Verschleißeffekte (siehe Gleichung 5.10):

$$h_{i,gesamt} = h_{i,fremd,konst} + h_{i,verschl}(t) \quad (5.10)$$

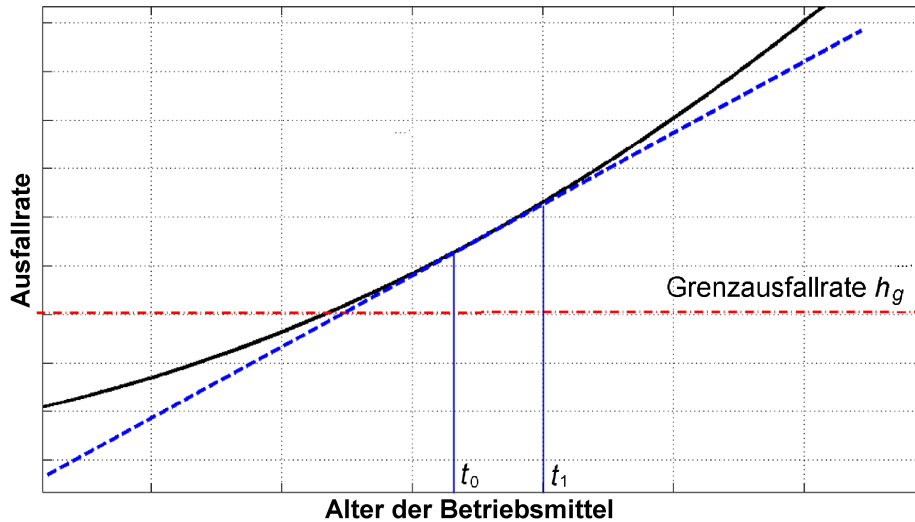


Abbildung 5.8.: Approximation der zeitabhängigen Ausfallrate durch eine Gerade an t_0 .

Man betrachtet nun eine Zeitperiode T zwischen t_0 und t_1 . Mittlere Störungshäufigkeit in diesem Zeitbereich kann nach [69] folgendermaßen berechnet werden:

$$\tilde{h}_{i,gesamt}(t_0, t_1) = \frac{\int_{t_0}^{t_1} (h_{i,fremd,konst} + h_{i,verschl}(x)) dx}{t_1 - t_0} \quad (5.11)$$

Damit ergeben sich für die einzelnen Störungsursachen folgende Störungshäufigkeiten:

- Mittlere Störungshäufigkeit aufgrund äußerer Einwirkungen und zufallsbedingter Ausfälle nach Gl. 5.12:

$$\tilde{h}_{i,fremd}(t_0, t_1) = \frac{f \cdot (t_1 - t_0)}{t_1 - t_0} = f \quad (5.12)$$

- Zeitabhängige Störungshäufigkeit aufgrund Verschleiß- und Alterungsvorgänge nach Gl. 5.13.

$$\tilde{h}_{i,verschl}(t_0, t_1) = \frac{\frac{1}{2}\gamma \cdot (t_1^2 - t_0^2)}{t_1 - t_0} = \frac{1}{2}\gamma \cdot (t_1 + t_0) \quad (5.13)$$

Zu Abschätzung der Störungswahrscheinlichkeit des Systems muss nun auch die Anzahl der Betriebsmittel in der betrachteten Betriebsmittelgruppe beachtet werden. Die systembezogenen Störungshäufigkeiten des Netzes aufgrund der jeweiligen Störungsursache werden nun ermittelt in dem die mittlere Störungshäufigkeiten mit der Anzahl der Betriebsmittel N verknüpft werden.

- Störungshäufigkeit aufgrund äußerer Einwirkungen

$$H_{fremd} = \sum_i^N \tilde{h}_{i,fremd}(t_0, t_1) \quad (5.14)$$

- zeitabhängige Störungshäufigkeit aufgrund Verschleiß- und Alterungsrate γ

$$H_{verschl}(t_0, t_1) = \sum_i^N \tilde{h}_{i,verschl}(t_0, t_1) \quad (5.15)$$

Die Berechnung der Störungshäufigkeit des Systems ist hiermit über die Störungshäufigkeiten der einzelnen Betriebsmittel gegeben.

Es bleibt allerdings nun die Frage nach den stochastischen Eigenschaften des Faktors "Störungshäufigkeit". Da die Störungshäufigkeiten der Betriebsmittel lediglich eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeit darstellen, mit welcher die Betriebsmittel in der betrachteten Zeitperiode ausfallen können, ist in diesem Zusammenhang wichtig die Unsicherheiten aus den Störungshäufigkeiten der Betriebsmittel auf die Unsicherheiten in der Störungshäufigkeit des Systems abzubilden.

Die systembezogene Störungshäufigkeit H gibt über die Wahrscheinlichkeit P_H an, wie die Anzahl der Störungsereignisse, die im Zeitraum T erwartet werden, verteilt ist. Zur Modellierung bietet sich eine diskrete Verteilung an, da H nur ganzzahlige Ausprägungen annehmen kann. In der EIREDA [33] werden die diskret verteilten Störungshäufigkeiten der Systeme zur Modellierung der Ausfälle in den Großindustrieanlagen seit 1994 eingesetzt. Dabei eignen sich zwei parametrische Verteilungen zur Modellierung, diskrete Poisson-Verteilung und diskrete Binomialverteilung. Möglichkeit stetige Verteilungen für die Modellierung der Anzahl von Schäden anzuwenden besteht ebenfalls. Dabei wird der Abstand zwischen dem Eintritt zweier Störungsereignissen gemessen. Von dieser Möglichkeit sieht man in dieser Arbeit allerdings ab.

Die wohl einfachste und bequemste Möglichkeit die Anzahl der Störungen im Netz zu simulieren, bietet die Poisson-Verteilung an. Nach Kapitel 3.5.2 ist eine Variable X eine poissonverteilte Zufallsvariable $\lambda(X \sim Po(\lambda))$ falls gilt:

$$P(X \leq k) = \sum_{i=0}^k \frac{\lambda^i}{i!} e^{-\lambda} \quad \text{mit } k = 0, 1, 2... \quad (5.16)$$

Die Schätzer für den einzigen Parameter der Poisson-Verteilung ist nach der "Methode der Momente" und der "Maximum-Likelihood-Methode" gleich dem Durchschnitt der beobachteten Störungshäufigkeiten H_t in der T Perioden [83], also die in 5.14 und 5.15 beschriebenen Störungshäufigkeiten des Systems:

$$\hat{\lambda} = \frac{\sum_{t=1}^T H_t}{T} \quad (5.17)$$

Die Poisson-Verteilung ist einfach und intuitiv parametrisierbar. Der einzige Parameter ist zugleich der Mittelwert und die Varianz der Verteilung. Durch diese intuitive Schätzereigenschaft lassen sich poissonverteilte Ereignishäufigkeiten sehr gut mittels Expertenschätzung parametrisieren. Ein weiterer Vorteil der poissonverteilten Prozesse ist, dass die Addition zweier Prozesse mit den Parametern λ_1 und λ_2 wiederum einen Poissonprozess mit $\lambda_g = \lambda_1 + \lambda_2$ ergibt. Dies ermöglicht im vorliegenden Kontext die Berechnung sowohl der Störungshäufigkeit über mehrere betrachtete Störungsursachen als auch die Störungshäufigkeit über mehrere Betrachtungseinheiten z.B. Betriebsmittel. Die Berechnung der Parameter für die Risikokalkulation im Kontext des Asset Management werden also die mittlere Störungshäufigkeit nach 5.14 und 5.15 für die äußeren Einflüsse und der Störungshäufigkeit der Verschleiß- und Alterungserscheinungen in die Poissonverteilungen als λ 's eingesetzt. Somit sind die Verteilungen der Störungshäufigkeiten im Bezug auf in 5.3.1 beschriebenen Störungsursachen nach 5.18 gegeben:

$$P(X \leq k) = \sum_{i=0}^k \frac{H^i}{i!} e^{-H} \quad \text{mit } k = 0, 1, 2, \dots \quad (5.18)$$

Der Vorteil der Binomialverteilung gegenüber der Poisson-Verteilung ist, dass die Verteilung eine geringere Streuung aufweist. Um das Modell auf die Schadenshäufigkeit anzuwenden, setzt man für die Anzahl der betrachteten Betriebsmittel n und die Ausfallhäufigkeit der betrachteten Betriebsmittel p ein. Die binomialverteilte Anzahl der Störungen im System wäre dann nach [43] mit 5.19 zu berechnen:

$$B(X = k) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{(n-k)} \quad \text{mit } k = 0, 1, 2, \dots, n \quad (5.19)$$

Der Vorteil der Binomialverteilung besteht also darin, dass die Berechnung von H entfällt. Die Störungshäufigkeiten \tilde{h}_i können direkt in die Berechnung von Verteilung der Störungshäufigkeit des Netzes eingesetzt werden. Hier gibt die k die Anzahl der Störungen des Systems in der betrachteten Periode, p ist die Störungshäufigkeit der Betriebsmittel \tilde{h} und n ist die Gesamtzahl der betrachteten Betriebsmittel.

5.3.3 Berechnung der Schadenshöhe

Die zweite zu quantifizierende Größe im Zusammenhang mit dem Verlustverteilungsansatz ist die Schadenshöhe. Man betrachtet dabei die Elemente der Schadenshöhe, die verursachergerecht den einzelnen Schadenstypen zugewiesen werden können. Der Imageschaden eines Energieversorgers, der durch die Häufigkeit und Höhe der Ausfälle entsteht ist aus dieser Analyse ausgeschlossen, da er nur schwer quantifizierbar ist und den einzelnen Schäden nicht zugewiesen werden kann.

Die verursachergerechten Elemente des Schadens zeichnen sich dadurch ab, dass diese direkt aus einem Schaden resultieren und zusammen mit Schadenshäufigkeit die Schadensausmaße quantifizieren. Im Rahmen des risikoorientierten Asset Managements werden diese Elemente als stochastisch betrachtet d.h. mit einer Wahrscheinlichkeit gewichtet. Die Schäden, die eine hohe Wahrscheinlichkeit aber einen geringen Schadensausmaß aufweisen werden auf diese Weise mit den Schäden mit niedriger Wahrscheinlichkeit und hohem Ausmaß verglichen. Die entscheidungsrelevante Größe ist das quantifizierte Produkt der Wahrscheinlichkeit und des Ausmaßes. Betrachtet man die Schäden, deren verursachergerechte Zuweisung möglich ist, so können diese in folgende Kategorien eingeteilt werden:

Schadensart:	Beispiele:
versorgungsspezifischer Schaden	Nicht gelieferte Energie, ausgefallene Leistung, Dauer der Unterbrechung, usw.
kundenspezifischer Schaden	Pönale, Schadensersatzansprüche
betriebsmittelspezifischer Schaden	Reparaturkosten, Ersatzteil- und Entsorgungskosten

Tabelle 5.1.: Schadensarten und Beispiele der Schäden.

Die Schadensarten in der Tabelle 5.1 sind gut quantifizierbar und können verursachergerecht verteilt werden. Der Gesamtschaden ist also die Summe der spezifischen Kosten und kann wie folgt berechnet werden:

$$S_G = K_{Vr} + K_{Kd} + K_{Bm} \quad (5.20)$$

mit: S_G Gesamtschaden durch die Störungen
 K_{Vr} versorgungsspezifische Kosten
 K_{Bm} betriebsmittelspezifische Kosten
 K_{Kd} kundenspezifische Kosten

Die einzelnen Kosten setzen sich wie folgt zusammen:

Versorgungsspezifischer Schaden:

Eine Versorgungsstörung kann sowohl durch Spannungseinbrüche als auch durch Spannungsunterbrechungen hervorgerufen werden. Unter einem Spannungseinbruch versteht man in diesem Fall einen plötzlichen Spannungsfall unter das, zwischen dem Energieversorger und dem Kunden vereinbarte Spannungsniveau mit anschließender Stabilisierung der eingebrochenen Spannung [63]. Nach DIN EN 50160 liegt ein Spannungseinbruch bei einer Versorgungsspannung von weniger als 90% der vereinbarten Spannung vor [70]. Der Übergang zwischen Spannungseinbrüchen und Spannungsunterbrechungen wird unterschiedlich gehandhabt. Für die Beurteilung der eingetretenen Störung können zwei Merkmale herangezogen werden:

- die Unterbrechungsdauer und
- die Höhe der verbleibenden Restspannung

Nach der DIN Norm liegt eine Spannungsunterbrechung bei einer Restspannung von unter 1% der Referenzspannung vor oder bei einer Unterbrechungsdauer von mehr als 3 Minuten [27]. Versorgungsunterbrechungen treten häufig bei den kundennahen EVU's auf [22]. Der Grund hierfür liegt in der Struktur der Mittelspannungsnetze, welche vorwiegend als offene Ringnetze betrieben werden. Fällt ein Betriebsmittel aus, so kommt es aufgrund des eindeutig gerichteten Lastflusses zu Versorgungsunterbrechungen, welche immense Kosten für den Netzbetreiber verursachen. Durch die Bundesnetzagentur vorgeschlagene Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze in [19] wurde großen Wert auf die Unterscheidung der Qualitätsmerkmale Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit gelegt. Dieser Ansatz geht eng mit dem Leistungs-Energieverfahren zusammen, der die Ausfallkosten der fehlenden Energieversorgung beschreibt. Hier werden die Ausfallkosten in einen leistungsbezogenen Anteil und einen arbeitsbezogenen Anteil aufgeteilt. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass sowohl die nicht gelieferte Energie als auch die ausgefallene Leistung kostenmäßig bewertet werden. Das Modell folgt aus Vereinfachungsgründen der Annahme, dass die Ausfallkosten linear mit der Ausfalldauer ansteigen, wobei die leistungsbezogenen Kosten den y-Achsenabschnitt kennzeichnen und die arbeitsbezogenen Kosten die Steigung der Geraden darstellen. Abbildung 5.9 bildet die Ausfallkosten als Funktion über die Dauer der Versorgungsunterbrechung ab. Die Kosten die aufgrund der Versorgungsunterbrechungen entstehen können nun mit folgender Gleichung 5.21 berechnet werden:

$$K_{Vr}(P_a, T_a) = P_a \cdot (k_p + T_a \cdot k_w) \quad (5.21)$$

mit: K_{Vr} Kosten der unterbrochener Energieversorgung
 P_a ausgefallene Leistung

k_p	leistungsbezogene Kosten
k_w	arbeitsbezogene Kosten
T_a	Dauer der Unterbrechung

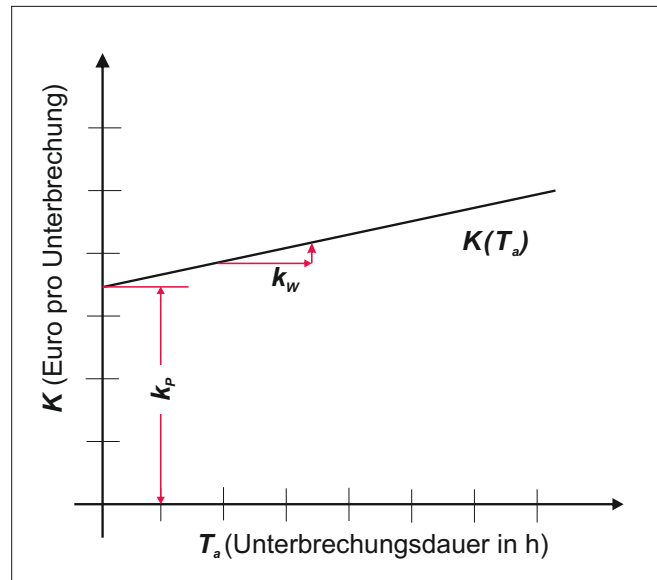


Abbildung 5.9.: Arbeitsbezogene Ausfallkosten der Versorgungsunterbrechungen nach [63]

Die je nach Kundengruppe ermittelten Werte für die Kostenkomponenten k_p und k_w sowie mittlere Ausfallleistung können der nachfolgenden Tabelle 5.2 entnommen werden und wurden in [63] zusammengefasst.

	k_p [Euro/kW]	k_w [Euro/kWh]	P_a [kW]
Haushalt	0,4	3,6	0,5
Gewerbe	1,45	6,45	25
Industrie	2,2	9,45	3000

Tabelle 5.2.: Wertangaben für k_p , k_w und P_a [63]

Kundenspezifischer Schaden:

Der EnWG setzt die Energieversorgungsunternehmen unter einen Kostendruck der durch die Einsparung im Bereich Zuverlässigkeit auf die Kunden weitergegeben wird. Um diesem Trend entgegenzuwirken wird ein Regulierungsinstrument vorgeschlagen, der das Qualitätsniveau aufrechterhalten soll. Die absinkende Zuverlässigkeit soll mit den Pönalen bestraft werden. Der kundenspezifische Schaden ist also der Schaden, der durch die Strafzahlungen an die Kunden des Versorgungsgebietes entsteht, wenn bestimmte Grenzen der Versorgungsqualität unterschritten werden. Der Schaden ist von der Kundenzahl und Kundentyp abhängig. Während die

industriellen Kunden mit den EVU's individuelle Zuverlässigkeitsstandards aushandeln können, sind die Kunden der öffentlichen Energieversorgung nicht in der Lage die Qualitätsanforderungen durchzusetzen. Es wird also nach einem Instrument gesucht, der die Interessen der Kunden aus dem Privat- und Kleingewerbesektoren berücksichtigt. In [32] sind dazu einige Vorschläge an die Bundesnetzagentur unterbreitet worden, die eng mit der Zuverlässigkeit der Versorgung aus der Kundensicht verbunden sind. Es handelt sich um sogenannte Mindestanforderungen an die Zuverlässigkeit jedes einzelnen Kunden, die eine Art Mindestqualität der Versorgung darstellen und gegebenenfalls in den nächsten Regulierungsperioden angepasst werden müssen. Werden diese Mindestanforderungen unterschritten, so werden automatisch Pönale an die betroffenen Kunden ausgezahlt. Weiterhin wird an dieser Stelle keine Unterscheidung in Kundengruppen vorgenommen, da die beschriebenen Kosten als Mindestausgaben in Falle einer Versorgungsunterbrechung berücksichtigt werden können.

In [32] wird ebenfalls eine Unterscheidung der Mindestanforderungen an Unterbrechungsdauer und an Unterbrechungshäufigkeit vorgeschlagen. So werden die Pönale beim Überschreiten der Maximaldauer der Unterbrechung automatisch an die betroffenen Kunden gezahlt. Im Unterschied zur automatischen Zahlung der Pönale beim Überschreiten einer maximalen Unterbrechungsdauer werden die Pönalzahlungen beim Überschreiten einer bestimmten Anzahl der Unterbrechungen nur nach Anforderung seitens Kunden bezahlt. Die nachfolgende Tabelle 5.3 repräsentiert die Umsetzung der Mindeststandards für die Zuverlässigkeit die in [19] festgehalten wurden:

Garantierte Kundenstandards	Grenzwert	Pönale
Unterbrechungsdauer	max. 12 h	100,00 €
Unterbrechungshäufigkeit	2 p.a., min. 3 h jede	100,00 €
Unterbrechungshäufigkeit	3 p.a., min. 2 h jede	100,00 €

Tabelle 5.3.: Mindestanforderungen an die Zuverlässigkeit nach [19]

Die Umsetzung des kundenspezifischen Schadens ist also eine mathematische Funktion, die die Anzahl der Kunden an dem jeweiligen Lastknoten des Netzes berücksichtigt. Abstrahiert man von den Mindestanforderungen und stellt die Funktion als eine lineare Funktion mit der Kundenzahl als Eingangsvariable, so erhält die Funktion folgende mathematische Darstellung.

$$K_{Kd}(M_{Kn}) = S \cdot M_{Kn} \quad (5.22)$$

Das Kernelement der kundenbezogenen Schäden ist die auf die Kundenzahl bezogene Pönalzahlung. Diese Funktion ist abhängig von der an dem jeweiligen Knoten angeschlossener Anzahl der Kunden M_{Kn} und kann als, mit der Höhe der Pönalzahlung S pro Kunde, konstant steigende Funktion dargestellt werden. Die Steigung hängt natürlich in erster Linie vom Kundentyp ab.

Als Annahme wird die Gerade durch den Ursprung und den Punkt (12h, 100 Euro) zu Grunde gelegt. Daraus ergibt sich eine Zahlung von 8,33 Euro pro Ausfallstunde und pro Kunde bei einem Ausfall. Bezieht man die Tabelle 5.2 in die Berechnung mit ein, so kann die Kundenanzahl in Abhängigkeit von eingespeister Leistung und Kundentyp berechnet werden. Die Gleichung 5.23 stellt den Zusammenhang dar:

$$K_{Kd}(M_{Kn}) = 8.33 \cdot T_{aus} \cdot \frac{P_{aus}}{P_{a,Typ}} \quad (5.23)$$

Betriebsmittelspezifischer Schaden:

Die betriebsmittelspezifische Schadenskosten beinhalten die Instandsetzungskosten, die beim Ausfall eines Betriebsmittels anfallen. Kommt es zu einer Störung der Betriebsmittel, Anlagen oder Netzkomponenten, so entstehen Kosten, die über den normalen Wartungskosten liegen können. Weiterhin können die Störungen an einem Betriebsmittel andere Anlagenteile in Mitleidenschaft ziehen und somit Schäden verursachen, die an den benachbarten Betriebsmitteln anfallen. Zwei Hauptbestandteile bilden die betriebsmittelspezifischen Schadenskosten, die Material- (Betriebsstoffe, Ersatzteile) und die Personalkosten (Lohnkosten für die Dauer der Schadensbeseitigung). Als Personalkosten können weiterhin Eigenpersonalkosten anfallen, wenn zur Beseitigung der Schäden eigenes Servicepersonal eingesetzt wird und Fremdleistungskosten, wenn Leistungen Dritter benötigt werden (z.B. Tiefbau bei Kabelschäden). Weiterhin gehören natürlich auch die Entsorgungskosten, die bei gesonderter Entsorgung defekter Komponenten anfallen, zu den betriebsmittelspezifischen Schadenskosten. Die Material- und Entsorgungskosten sind in der Regel fixe Beträge, die auf einen bestimmten Betriebsmitteltyp verursachergerecht verteilt werden können. Fallen dagegen Personalkosten an, so gibt es die Möglichkeit über die Stundensätze und Reparaturdauer bei Eigenpersonalkosten oder über die Serviceverträge bei Fremdleistungen die Kosten zu ermitteln.

Aufgrund der Vielzahl denkbarer Kombinationen ist die Spezifikation sehr schwierig. Man verwendet deshalb die historischen Werte der Schadensbeseitigungskosten als Basis für die zukünftigen Aufwendungen. Die Kosten werden dabei nach den Betriebsmittelklassen unterteilt (Trafo ONS, Leistungsschalter, Kabel usw.) und ausgewertet.

Allgemein kann die Gleichung für die Berechnung der betriebsmittelspezifischen Kosten als Summe der oben genannten Kostenarten dargestellt werden 5.24:

$$K_{Bm} = K_{Mt} + K_{Pr} + K_{Fl} + K_{Ent} \quad (5.24)$$

mit: K_{Bm} Gesamtbetrag der betriebsmittelspezifischen Kosten

K_{Mt}	Materialkosten
K_{Pr}	Personalkosten
K_{Fl}	Fremdleistungskosten
K_{Ent}	Entsorgungskosten

5.3.4 Approximation der Schadenhöhenverteilungen

Nachdem die Kosten, die bei einem Ausfall anfallen, in Form von mathematischen Gleichungen dargestellt worden sind, müssen die Eigenschaften der Eingangsvariablen diskutiert werden, um ein stochastisches Modell für die Schadenshöhenverteilung abzuleiten. Zunächst werden die Schadensgleichungen noch mal zusammen dargestellt:

$$K_{Vr}(P_a, T_a) = P_a \cdot (k_p + T_a \cdot k_w)$$

$$K_{Kd}(M_{Kn}) = S \cdot M_{Kn}$$

$$K_{Bm}(K_{Mt}, K_{Pr}, K_{FL}, K_{Ent}) = K_{Mt} + K_{Pr} + K_{Fl} + K_{Ent}$$

Folgende Eingangsvariablen Tabelle 5.4 gehen in die Berechnung der Schadenshöhen ein, die nun näher betrachtet werden sollen, um deren Herkunft und stochastische Eigenschaften ableiten zu können.

P_a	unterbrochene Leistung
T_a	Dauer der Versorgungsunterbrechung
M_{Kn}	Anzahl der Kunden am Lastknoten
K_{Mt}	Materialkosten
K_{Pr}	Personalkosten
K_{FL}	Fremdleistungskosten
K_{Ent}	Entsorgungskosten

Tabelle 5.4.: Zusammenfassung der Schadenskosten.

Um die Eingangsvariablen charakterisieren zu können, ist zunächst die Frage zu beantworten, welche der vorliegenden Variablen stochastisch sind, d.h. aus einem stochastischen Prozess resultierende, zufällige Variablen, die ihrer Wahrscheinlichkeit nach geordnet werden können. Zu dieser Gruppe gehören die betriebsmittelspezifischen Kosten (Material, Personal, Fremdleistung und Entsorgung) und die Ausfalldauer bei Störungen. Die Eingangsvariablen unterbrochene Leistung und Anzahl der Kunden an einem Lastknoten sind keine Zufallsvariablen im stochastischen Sinn, da diese an jeweiligen Knoten abgelesen werden können. Der stochastischer Charakter der unterbrochenen Leistung und der Anzahl der Kunden ergibt sich aus der Unsicherheit in

Bezug auf die Vorhersage, welches Element der Gruppe der betrachteten Betriebsmittel eine Störung erleidet und somit auch wie hoch der Betrag der unterbrochenen Leistung und der Anzahl der Kunden sein wird. Im Spezialfall der Betrachtung einer Betriebsmittelgruppe mit einem Element stehen also die unterbrochene Leistung und die Anzahl der Kunden fest. Die Verteilung der unterbrochenen Leistung ergibt sich aus dem Gruppenhistogramm der über die Verteilung aller Gruppenmitglieder erstellt werden kann. Zur Ableitung der Verteilungen der Schadenshöhen wird eine Approximationstechnik angewandt. Diese wird in drei Schritten unterteilt.

Im ersten Schritt wird eine empirische Verteilungsfunktion der betrachteten Größe erstellt und der Erwartungswert und die Varianz berechnet. Im Schritt zwei werden mittels Maximum-Likelihood-Verfahrens die Parameter einer Verteilung aus der Liste gesucht. Die Liste enthält die Verteilungen die für die Modellierung der Schäden besonders geeignet erscheinen. Dies sind die Normalverteilung, die Lognormalverteilung, die Weibullverteilung und die Exponentialverteilung. Die Entscheidung welche Verteilung genau für die Modellierung jeweiliger Schadensart gewählt werden soll, wird anhand des statistischen Kolmogorov-Smirnov-Tests (KS-Test) im Schritt drei getroffen. Der KS-Test stellt eine Hypothese dar, dass die empirische Verteilung mit der parametrischen nachgebildet werden kann. Anhand der Abstände zwischen den beiden Verteilungen wird die Hypothese zum gegebenen Konfidenzniveau abgelehnt oder angenommen. Wird die Hypothese abgelehnt, zieht man die nächste Verteilung aus der Liste und führt den KS-Test durch. Sind mehrere Verteilungen für die Modellierung der Schadensart möglich wird anhand der Likelihood-Funktion entschieden welche Verteilung die Bessere ist.

5.4 Ableitung der Gesamtrisikoverteilung

Das gesamte operative Risiko kann als Produkt der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Schadensausmaßes definiert werden. Darstellung in der Abbildung 5.4 entspricht prinzipiell der Produktform des Risikos:

$$G_{ij} = \vec{H}_{ij} \cdot \vec{X}_{ij} \quad (5.25)$$

Dabei können H und X als Spalten- und Zeilenvektoren über Kategorisierungsmatrix nach 5.4 dargestellt werden. H ist dabei die Anzahl und X ist die Höhe möglicher Schäden in der Zukunft.

$$\vec{H}_{ij} = \begin{pmatrix} 1_{1,ij} \\ 1_{2,ij} \\ \vdots \\ 1_{N,ij} \end{pmatrix} \quad \text{und} \quad \vec{X}_{ij} = \begin{pmatrix} x_{1,ij} \\ x_{2,ij} \\ \vdots \\ x_{N,ij} \end{pmatrix} \quad (5.26)$$

Zur Berechnung können die Daten in zwei Komponenten Schadenshöhe (X) und Schadenshäufigkeit (H) geteilt werden. Dieser Zusammenhang bezieht sich, falls nicht anderes angegeben, auf das Matrixfeld ij und eine Periode T .

Im Spezialfall kann natürlich auch eine 1×1 Matrix eingesetzt werden. Dadurch entfällt die Aufteilung der Risiken nach Risikoart und Risikoursache. Es wird also ein systemweites Risiko ohne Differenzierung berechnet, was die Interpretation und die Ableitung der risikominimierenden Empfehlungen erschwert.

Der andere denkbare Spezialfall wäre für jedes Betriebsmittel im beobachteten Netz eine Matrixspalte i zu definieren. Je nach der Topologie entsteht dadurch eine Matrix, die mehrere Tausend Zeilen enthält. Die Risikozahlen beziehen sich dann direkt auf ein konkretes Betriebsmittel oder Anlage. Dies ermöglicht zwar einen zielgenauen Einsatz der risikominimierenden Maßnahmen, kompliziert aber auf der anderen Seite die Berechnung erheblich. Sinnvoll erscheint solches Vorgehen bei den Übertragungsnetzen, wo die Anzahl der Betriebsmittel übersichtlich ist und der entstehende Einzelschaden beachtlich sein kann.

Die Durchführung der mathematischen Operationen mit den stochastischen Daten, setzt einige Anforderungen an das verfügbare Datenmaterial. Insbesondere über die generierenden stochastischen Prozesse sollen folgende Annahmen getroffen werden:

- Beide Komponenten N und X sind voneinander stochastisch unabhängige Zufallsvariablen. Mit anderen Worten der Schaden einer beliebigen Störung wird nicht von der Anzahl der möglichen Störungen dieser Störungsart beeinflusst.
- Störungshäufigkeiten N sind untereinander unabhängige Ereignisse. Das heißt, dass der Schaden der Störung X_i nicht von Schaden der Störung X_j beeinflusst wird. Durch die Korrelationsanalyse in [59] wurde diese Annahme überprüft und bestätigt. Die durchgeführte Analyse wies keine Korrelation zwischen den Betriebsmittel gleichen Typ nach.
- Die einzelnen Schäden bei der Störung gleichen Betriebsmitteltyps sind identisch verteilt.

Der Vorteil der getrennten Modellierung von Schadenshöhe und Störungshäufigkeit liegt darin begründet, dass so die unterschiedliche Charakteristik beider Informationen am besten erfasst und abgebildet werden kann.

Die Annahme der Unabhängigkeit von Störungshäufigkeit und Schadenshöhe stellt eine gewisse Vereinfachung der Modellierung dar. Der praktische Vorteil bei der Aggregation zu einer Gesamtschadensverteilung überwiegt aber hier erheblich. Andererseits sind die Abhängigkeiten nur schwer bis gar nicht empirisch ermittelbar.

Die Annahme der identischen Verteilungen ist technisch durch die homogene Auswahl der Stichproben realisierbar. Die Homogenität ist vor allem dadurch erreicht, dass Schäden und Fehlerorte nach den Ursachen und Wirkungen gruppiert werden.

Die bisherigen Überlegungen hinsichtlich der Störungshäufigkeit und Störungskonsequenz sollen am Ende der Analyse in die Ermittlung der Risikokennzahl Value-at-Risk einfließen. Eine

äquivalente Darstellung des Risikos nach Gleichung 5.25 bietet die Summenformel des Risikos nach Gleichung 5.27. Diese Darstellung ist typisch für den Gesamtschadensverteilungsansatz der Risikoberechnung in Versicherungsmathematik [91]. Diese Vorgehensweise bietet für die Approximation des Gesamtschadens einen Vorteil, der bei der weiteren Ausführung klar wird.

$$G_{ij} = \sum_{n=0}^N x_{n,ij} \quad (5.27)$$

Das Gesamtrisiko einer Periode ergibt sich also aus der Kombination von Störungshäufigkeit n und Schadenshöhe x . Nun wird zusätzlich eine Annahme getroffen, dass n und x Ausprägungen der Zufallsvariablen N und X sind. Die stochastischen Verteilungen der beiden Größen müssen in diesem Fall beachtet werden. Eine grobe Beurteilung der entsprechenden Verteilung des Gesamtrisikos G kann mittels Lageparameter der Verteilung, sprich Mittelwert μ_G und Varianz σ_G^2 erfolgen. Diese lassen sich im Gegensatz zur Verteilung selbst analytisch recht einfach bestimmen, weil die Multiplikation der Erwartungswerte aufgrund der Unabhängigkeit von N und X problemlos möglich ist (siehe Kapitel 3.3.2);

$$\mu_G = \mu_X \cdot \mu_N \quad (5.28)$$

sowie

$$\sigma_G^2 = \mu_N^2 \cdot \sigma_X^2 + \mu_X^2 \cdot \sigma_N^2 \quad (5.29)$$

Die Bestimmung der stochastischen Verteilungsfunktion V_G des Gesamtrisikos G in der Zelle ij der Risikokategorie ist etwas aufwendiger. Das mathematische Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung kann nach dem Kenntnisstand über die Verteilung der Schadenshöhenverteilung V_X und Schadenshäufigkeitsverteilung V_H unterschieden werden [91]. Kennt man die beiden Verteilungen, so kann das Gesamtrisiko mittels des in [91] angegebenen Verfahrens durchgeführt werden. Hierzu gehören die Monte-Carlo Simulation und das analytische Verfahren zur Ableitung der Gesamtschadensverteilung. Ist dagegen die Verteilung der Zufallsvariablen der Störungshäufigkeit und Schadenshöhe unbekannt, so muss auf eine verteilungsunabhängige Approximation zurückgegriffen werden.

Ein nahe liegendes Verfahren zur Schätzung der Verteilung V_G ohne die Verteilungen von V_H und V_X zu kennen, ist in [40] beschrieben. Hier wird aus der Stichprobe von G eine geeignete Verteilung abgeschätzt. Man stellt aber im Allgemeinen fest, dass die Verteilungshypothese wegen der zusammengesetzten Struktur von G in den meisten Fällen abgelehnt werden muss. Zu Hilfe nimmt man mehrparametrische Verteilungen, die sehr anpassungshäufig sind. Diese werden durch sehr komplizierte mathematische Zusammenhänge ausgedrückt.

Ein Katalog für die möglichen Verfahren zu Approximation der Gesamtschadensverteilung ist in [91] angegeben.

Man beachte, dass auch im Falle der Verteilungsunabhängigkeit die Verteilung des Gesamtschadens V_G approximiert oder generiert werden muss, um Value-at-Risk ableiten zu können. Das Wissen über die Verteilungen V_H und V_X ist aber in diesem Fall irrelevant.

Im Folgenden werden ausgesuchte Verfahren vorgestellt, die die Approximation der Gesamtschadensverteilung erlauben.

5.4.1 Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung mittels Monte-Carlo Simulation.

Eine sehr weit verbreitete Möglichkeit zur Approximation der Gesamtschadensverteilung ist die Monte-Carlo Simulation. Man setzt bei der Simulation voraus, dass die Verteilungen V_H und V_X bekannt sind. Dabei werden die Störungsereignisse einer Betrachtungsperiode und entsprechende Schadenshöhen simuliert. Die Summe der Einzelschadenshöhen ergibt dann das Gesamtrisiko der jeweiligen Simulationsperiode. Wird nun diese Simulation Z -mal wiederholt, entsteht ein Histogramm von Z synthetischen Perioden, aus denen dann die Gesamtverteilung V_G abgeleitet werden kann. Der prinzipielle Ablauf ist in der Abbildung 5.10 dargestellt. Jeder Simulationslauf k besteht dabei aus drei Schritten:

1. Ziehen eines Wertes n für den Zeitraum T aus Schadenshäufigkeitsverteilung V_H .
2. Erzeugung n -mal der Schäden mit Schadenshöhen aus V_X .
3. Summieren der Einzelschäden zum Gesamtschaden einer Periode s_k .

Die erhaltenen Werte s_k werden in einem Histogramm abgetragen. Der Vorgang wird solange wiederholt bis sich eine stabile empirische Verteilung für das Gesamtrisiko ergibt. Die Güte des Verfahrens hängt stark von der Anzahl der Simulationen ab. Generell kann man sagen, dass das Verfahren sehr gut mit Hilfe eines computergestützten Algorithmus implementiert werden kann und genießt deswegen eine große Beliebtheit. Das Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung für die Risikomatrix unter der Annahme der poissonverteilten Schadenshäufigkeit und lognormalverteilten Schadenshöhe sieht folgendermaßen aus:

- Risiko durch die Ausfälle verursacht durch äußere Einwirkungen im Simulationsschritt i :

$$S_{fremd, BM_j, i} = n_i(\text{Pois}(N \cdot nT \cdot \lambda_{fremd})) \cdot x_i(\text{Log} N_X) \quad (5.30)$$

- Risiko durch verschleissbedingte Ausfälle im Simulationsschritt i:

$$S_{\text{verschl},BM_j,i} = n_i(\text{Poiss}(N \cdot nT \cdot \frac{1}{2}\lambda_{\text{verschl}} \cdot (t_1 + t_0))) \cdot x_i(\text{Log}N_X) \quad (5.31)$$

Aus der generierten diskreten Verteilung des Gesamtschadens kann der Value-at-Risk an der Stelle $\alpha \cdot Z$ abgelesen werden. Durch die Anzahl der Simulationsdurchläufe, beispielsweise 10.000-mal, resultiert eine entsprechende Anzahl von simulierten Gesamtschadenszahlen. Diese Ergebnisse können in einer Verteilung sortiert werden. Der gesuchte Wert für Value-at-Risk ist bei einem Konfidenzintervall von 95% und bei einer Simulationsgröße von 10.000 entsprechend der 500-größter Wert.

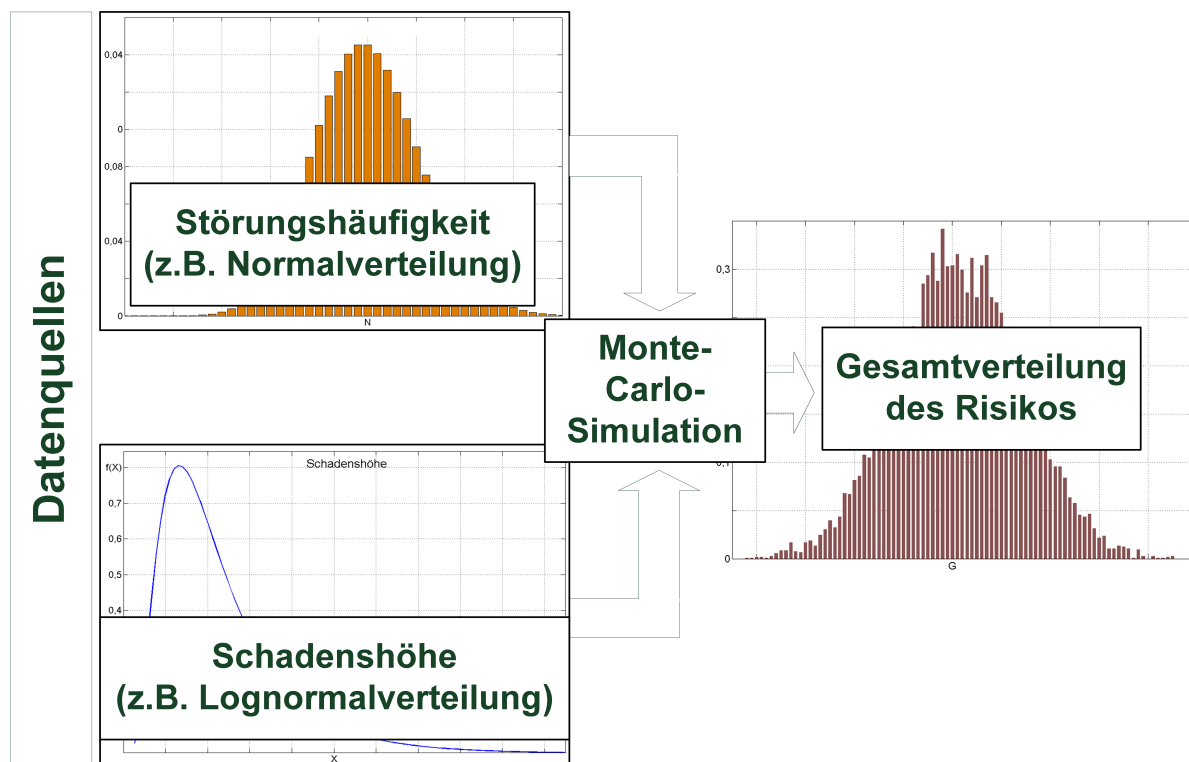


Abbildung 5.10.: Ermittlung des Gesamtrisikos durch Monte-Carlo-Simulation i.A.[95].

5.4.2 Analytisches Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung

Eine mathematisch-analytische Möglichkeit die Gesamtschadensverteilung aus den bekannten Verteilungen für Störungshäufigkeit und Schadenshöhe zu berechnen stellt die Faltung dar. Prin-

zipiell kann die Multiplikation zweier stochastischer Variabler durch die Faltung ihrer Verteilungsfunktionen berechnet werden. Der mathematische Ausdruck dafür lautet wie folgt:

$$G(x) = \sum_{n=0}^{\infty} p_n \cdot V_X^{*n}(x) \quad (5.32)$$

Dabei ist V_X^{*n} die n-fache Faltung der Schadenshöhenverteilung. Die vollständige Herleitung von der Faltungsformel 5.32 ist in [91] angegeben. Der numerischen Berechnung des Gesamtrisikos steht aber die unendliche Summe im Weg. Weiterhin ist die explizite Darstellung der n-fachen Faltung nur für wenige spezielle Verteilungsfunktionen herleitbar. Zu Lösung dieses Problems weicht man auf verschiedene numerische Approximationstechniken aus. In [76] wird eine rekursive Berechnung von V für einen bestimmten Typ von Störungshäufigkeitsverteilungen vorgeschlagen. Weitere analytische Modelle können in [91] gefunden werden. Insbesondere die Berechnung von Faltungsintegralen mit Hilfe der Fast Fourier Analyse hat durch ihre Robustheit, im Bezug auf die Verteilungsfunktionen, an der Beliebtheit gewonnen. Bei dieser Methode müssen in einfachsten Fall folgende Annahmen getroffen werden:

- Die Anzahl der Störungen ist auf eine endliche Zahl beschränkt. D.h. es wird angenommen, dass in der betrachteten Periode die Anzahl der Störungen eine endliche Zahl N nicht überschreiten wird. In der Realität kann diese Annahme durchaus begründet sein. Erstens zeichnen sich die Betriebsmittel der elektrischen Energiesysteme durch eine hohe Zuverlässigkeit und lange Lebensdauer aus. Zweitens ist die Betrachtungsperiode in der Regel so klein im Vergleich zur Lebensdauer der Betriebsmittel, dass die Störungsanzahl als endlich angenommen werden kann. Als Ausweg aus der unendlichen Anzahl der Störungen kann z.B. die Anzahl der Störungen mit der Anzahl der Betriebsmittel multipliziert mit Faktor n angenommen werden. Dies würde bedeuten, dass in der Betrachtungsperiode jedes Betriebsmittel n-mal ausfallen kann.
- Als zweite Annahme benötigt man zur Berechnung des Fourier-Transformierten die Existenz einer momenterzeugender Funktion für die Zufallsvariablen der Schadenshöhe. Die momenterzeugende Funktion für eine Zufallsvariable X ist folgendermaßen definiert:

$$M_X(t) = E(e^{tX}) \quad \text{für } t \in \Re \quad (5.33)$$

und es gilt für stetige X mit der Dichtefunktion f(x):

$$E(e^{tX}) = \int_{-\infty}^{+\infty} e^{tx} f(x) dx \quad (5.34)$$

bzw. für die diskrete X mit Verteilung $f(x_k)$:

$$E(e^{tX}) = \sum_{k=1}^{\infty} e^{tx_k} f(x_k) \quad (5.35)$$

Mit der passender Diskretisierungstechnik z.B. "Diskretisierung mit äquidistanten Stützstellen und konstanter Dispersion" nach [91] (siehe Anhang A.2) kann die n -fache Faltung dann mit Hilfe der Fast Fourier Transformation berechnet werden. Die Existenz einer momenterzeugenden Funktion einer Verteilung der realen Zufallszahlen ist in diesem Zusammenhang eine hinreichende Bedingung für die Existenz einer Fourier-Transformierten. Die Transformationen gibt es sowohl für die stetige (siehe [44]) als auch für die diskrete Verteilungen (siehe [14]).

Speziell für die diskretisierte Schadenshöhenverteilungen kann die Fast Fourier-Transformation angewandt werden, die in den meisten statistischen Programmen implementiert ist. Mathematisch wird also die Berechnung der Schadenshöhenverteilung in diesem Fall nach Gleichung 5.36 durchgeführt.

$$G_S(x) = IFFT \left[\sum_{n=1}^N p_n \cdot [FFT(V_x)]^n \right] \quad (5.36)$$

Der algorithmische Ablauf ist in der Abbildung 5.11 präsentiert.

Das Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung mit FFT für die Risikomatrix nach 5.4 beinhaltet also folgende Vorgehensweise, wobei wieder die poissonverteilte Störungsanzahl eingesetzt wird:

- Risiko der Ausfälle verursacht durch äußere Einwirkungen:

$$G(S_{fremd, BM_j, k}) = IFFT \left[\sum_{n=0}^k Poiss(N \cdot nT \cdot \lambda_{fremd}) \cdot [FFT(V_x)]^n \right] \quad (5.37)$$

- Risiko durch die verschleissbedingten Ausfälle:

$$G(S_{verschl, BM_j, k}) = IFFT \left[\sum_{n=0}^k Poiss(N \cdot nT \cdot \lambda_{verschl}) \cdot [FFT(V_x)]^n \right] \quad (5.38)$$

Die Berechnung von Value-at-Risk zu einem Konfidenzniveau von α ist dann die Umkehrfunktion von der Gesamtschadensverteilung und kann im Falle der diskretisierten Werte ebenfalls aus der Gesamtschadensverteilung abgelesen werden.

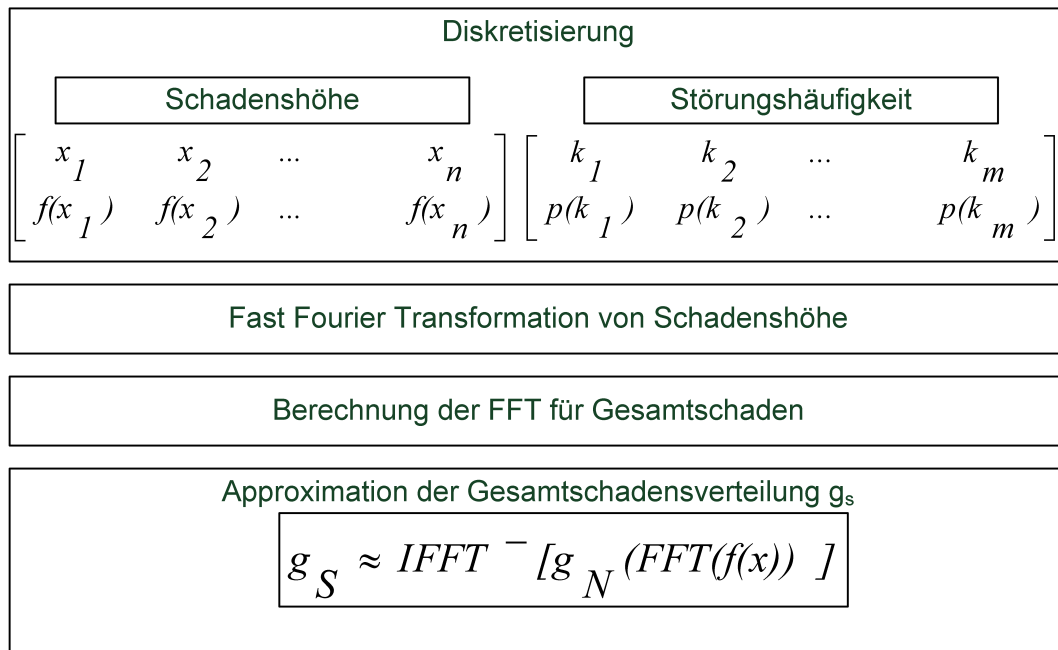


Abbildung 5.11.: Algorithmus zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung mit Fast Fourier Transformation (FFT).

5.4.3 Verteilungsunabhängiges Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung.

Vollständigkeitshalber wird hier noch eine dritte Methode zur Approximation der Gesamtschadensverteilung vorgestellt. Es handelt sich um, auf dem Bootstrap-Verfahren basierende Berechnung der Gesamtschadensverteilung aus den gegebenen Stichproben der Störungshäufigkeiten und Schadenshöhen. Während bei parametrischen Verfahren die interessierenden Verteilungen mathematisch hergeleitet werden müssen, rekonstruiert die Bootstrap-Methode die Verteilung direkt aus einer Stichprobe, indem viele Stichproben aus der untersuchten Stichprobe "mit Zurücklegen" gezogen werden. Der Kenntnis oder Annahmen über die parametrischen Verteilungen für die Schadenshöhen und Störungsanzahl wird hier nicht benötigt.

Der Vorteil des Verfahrens liegt vor allem in ihrer breiten Anwendbarkeit auf unterschiedlichste statistische Kennwerte. Dies wird dadurch ermöglicht, dass für die Verwendung von Bootstrap in Bezug auf die Stichprobe und Grundgesamtheit deutlich weniger Voraussetzungen erfüllt sein müssen als bei den üblichen interferenz-statistischen Verfahren.

Die Durchführung des Bootstrap-Verfahrens lässt sich in drei klare Schritte unterteilen, was die Methode bestens für die Rechnerunterstützung prädestiniert.

- Stichprobe des Umfangs n werden X -mal aus der konkret vorliegenden Stichprobe gezogen. Die erhaltene Stichprobe bezeichnet man auch als Bootstrap-Stichprobe.

-
- Der interessierende Parameter wird aus der Bootstrap-Stichprobe bekannten statistischen Verfahren geschätzt.
 - Es wird eine Verteilung über die geschätzte Parameter gebildet, aus der sich die gesuchten Parameter ableiten lassen.

Für die Schätzung der Gesamtschadensverteilung, die sich aus der Kombination gegebener Risikoparameter nach der Abbildungsfunktion berechnen lässt, kann dieses Verfahren leicht auf die gegebenen Stichproben angewandt werden.

6 Berechnung der Risikokennzahlen im Umfeld eines städtischen Verteilungsnetzes

Nachdem im letzten Abschnitt die theoretischen Grundlagen des Asset Managements, die Grundlagen der Risikobewertung, sowie das eigentliche Modell zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung vorgestellt wurden, wird in dem Kapitel anhand einer vorgegebenen realen Netztopologie die Risikokalkulation nach entwickelten Ansatz durchgeführt.

Das Kapitel ist in zwei Teile unterteilt. Erster Teil des Kapitels beschäftigt sich mit der Vorstellung der Netztopologie und der darin befindlichen Betriebsmitteln. Die Zuverlässigkeitskennzahlen der einzelnen Betriebsmittel sollen als Eingangsdaten in die Zuverlässigkeitsanalyse eingehen. Die Zuverlässigkeitsanalyse wird mit Netzplanungs- und Simulationssoftware "NEPLAN" im Vorfeld durchgeführt. Nach der Vorstellung einiger markanter Ergebnisse wird die Zuverlässigkeitsanalyse als gegeben angenommen. Im Mittelpunkt des Kapitels steht die angekündigte Risikoanalyse. Das Verfahren, das im vorherigen Kapitel beschrieben wurde, wird im Rahmen dieser Analyse an einem realen Netz angewandt. Es werden mittels Value-at-Risk die Risikowerte für definierte Betriebsmittelgruppen berechnet und interpretiert.

Den Rahmen für die beschriebene Risikoanalyse soll der in [6] beschriebene Asset Management Prozess geben.

6.1 Beschreibung der Betriebsmittelstruktur und Netztopologie

Die elektrischen Versorgungsnetze in Deutschland werden nach den Spannungsebenen in Höchstspannungsnetze, Hochspannungsnetze, Mittelspannungsnetze und Niederspannungsnetze unterteilt. Die Höchstspannungsnetze werden zur Übertragung der Leistung über größere Strecken eingesetzt und mit Spannungen zwischen 220 und 380 kV betrieben. Die Höchstspannungsnetze übertragen die von den Erzeugungsanlagen erzeugte Energie landesweit. Die Aufgabe der Hochspannungsnetze ist, die Energie regional oder in den größeren Ballungsgebieten zu verteilen. Die Hochspannungsnetze werden überwiegend mit der Spannung 110 kV betrieben und decken einen Leistungsbedarf in Höhe von zwei- bis dreistelligen Megawatt. Die Verteilung der Energie auf die lokalen Verbraucher wird durch die Mittelspannungsnetze mit einer Spannung zwischen 6 und 30 kV realisiert. Die Versorgung der einzelnen Verbraucher wird

schließlich über die Niederspannungsstationen mit einer Spannung von 400 V durchgeführt und ist das letzte Glied in der Energieversorgungskette.

Da mit der ansteigenden Spannung auch die Größe der übertragenden Energie ansteigt, ist die ausgefallene Leistung bei der Versorgungsunterbrechung direkt proportional zu der Spannungshöhe. Betrachtet man dagegen das Risiko als Produkt aus Ausfallwahrscheinlichkeit und Schadenshöhe ist diese Proportionalität nicht mehr eindeutig. Dies liegt an der größeren Anzahl der Betriebsmittel im Mittel- und Niederspannungsbereich und dadurch steigender Wahrscheinlichkeit, dass Betriebsstörungen auftreten können. Weiterhin werden durch die Fehler in diesen Spannungsbereichen direkt die Verbraucher betroffen, wogegen durch die hohe Redundanz in den Höchst- und Hochspannungsebenen die Fehler nicht unbedingt zur Unterbrechung des Leistungsflusses führen.

Diese Arbeit konzentriert sich auf der Risikoanalyse im Mittelspannungsbereich. Die Methode kann aber insofern für die anderen Spannungsebenen angewandt werden, dass die Schadenskonsequenzen und die Störungshäufigkeiten angepasst werden müssen.

Das untersuchte Netz ist ein städtisches Mittelspannungskabelnetz mit einer Spannung von 10 kV. Charakteristischer Aufbau der Mittelspannungsnetze ist eine offene Ringstruktur. Abbildung 6.1 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Netztopologie.

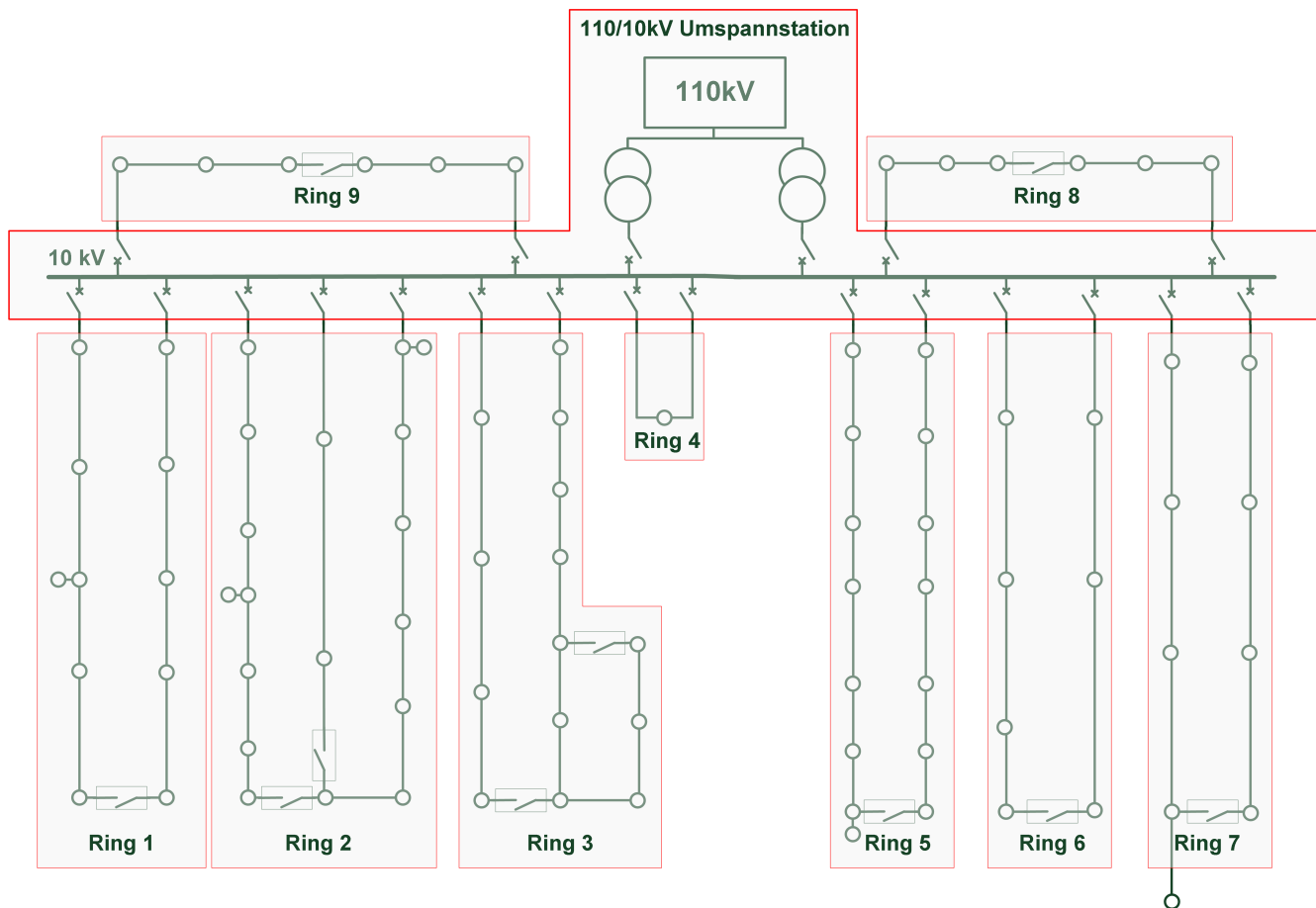


Abbildung 6.1.: Netztopologie vom städtischen Energieversorgungsnetz.

Das Netz wird von zwei 110/10 kV Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von 40 MVA gespeist. Dabei steht einer der Transformatoren in Reserve, um das (n-1) Kriterium sicherzustellen. Dieser Grundsatz der klassischen Netzplanung fordert, dass ein einfacher Fehler eines Betriebsmittels nicht zu Versorgungsunterbrechungen führen darf. Die Transformatoren sind in YNd5 Schaltung ausgeführt. Die Transformatoren können über jeweils einen Leistungsschalter auf der Ober- und der Unterspannungsseite freigeschaltet werden.

Die Transformatoren sind Teil einer Umspannstation, die als Einfachsammschienen-system mit Längskupplung ausgeführt ist. Von der Sammschiene gehen neun Ringleitungen ab, die aus Erdkabeln bestehen und insgesamt 89 Netzstationen versorgen. Die Ringleitungen sind über Leistungsschalter mit der Sammschiene verbunden und werden offen als Strahlennetz betrieben. Das bedeutet, dass sie ungefähr in der Mitte durch einen Trennschalter aufgetrennt sind. Dies erlaubt eine bessere Reaktion im Störfall und optimale Auslastung der einzelnen Kabelstrecken. Im Kurzschlussfall kann somit der fehlerhafte Strang durch den entsprechenden Leistungsschalter abgeschaltet werden. Anschließend wird das defekte Leitungsstück freigeschaltet und die Trennstelle geschlossen, sodass alle Netzstationen des betroffenen Ringes nach Abschluss der Schaltmaßnahmen weiterversorgt werden können. Damit alle Kabel im Fehlerfall freischaltbar sind, sind die Kabelabgänge an den Netzstationen mit Trennschaltern ausgestattet. Zusätzlich können die Lasten an jeder Netzstation über Lasttrennschalter zu- oder abgeschaltet werden. Die beschriebene Konfiguration findet breite Anwendung in städtischen Mittelspannungsnetzen, da durch Einhaltung des (n-1) Kriteriums eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet ist und gleichzeitig eine übersichtliche Netzstruktur sowie eine einfache Betriebsführung ermöglicht wird [92].

Aus Abbildung 6.1 wird deutlich, dass in zwei Ringen des untersuchten Netzes jeweils eine Netzstation durch eine einzelne Stichleitung versorgt wird. Darüber hinaus existiert ein Ring, der nur eine Netzstation versorgt, sowie ein Ring, der mit einem weiteren inneren Ring verbunden ist. Diese ungünstigen Anordnungen sind das Resultat von Anpassungs- und Entwicklungsmaßnahmen, die im Laufe der städtischen Entwicklung an Versorgungsnetzen durchgeführt werden müssen und sind in ähnlicher Form in vielen Netzen vorzufinden.

Zwischen den Netzstationen sind 95 Kabelverbindungen verlegt, die sich aus 566 Kabelteilen zusammensetzen und eine Gesamtlänge von 41 km betragen. Davon sind 39 km papierisolierte Kabel, die restlichen ca. 2 km bestehen aus Kunststoffkabeln.

Papierisolierte Kabel waren bis in die 70er Jahre der vorherrschende Kabeltyp in der Mittelspannungsebene. Aufgrund ihrer langen durchschnittlichen Lebensdauer von über 50 Jahren bilden sie auch heute noch einen großen Anteil in den Kabelnetzen. Sie bestehen aus Kupfer oder Aluminiumleitern mit einer Isolierung aus ölgetränktem Papier. Darüber befinden sich ein Bleimantel, der vor Feuchtigkeit schützt und das Austreten von Tränkmaße verhindert, sowie eine Stahlbandbewehrung zur Erhöhung der mechanischen Belastbarkeit. Für Spannungen bis 10 kV werden papierisolierte Kabel hauptsächlich als Gürtelkabel, also ohne Feldsteue-

rung, ausgeführt [47]. So sind auch die papierisolierten Kabel im untersuchten Verteilungsnetz hauptsächlich Gürtelkabel von Typ NAKBA und NKBA. Nur knapp 800m bestehen aus den aufwändigeren Radialfeldkabeln des Typs NAEKBA. Mittlerweile werden bei neuen Netzen bevorzugt Kunststoffkabel verlegt, da sie Gewichtsvorteile haben und flexibel herstellbar sind. In der Mittelspannungsebene wird die Isolierung bei Kunststoffkabeln hauptsächlich aus Polyethylen (PE) oder vernetztem Polyethylen (VPE) hergestellt. Weiterhin werden Kunststoffkabel ab einer Nennspannung von 10 kV mit Feldsteuerung als Radialfeldkabel hergestellt, indem auf die Isolierung leitfähige Schichten aufgebracht werden [5]. Die Kunststoffkabel im untersuchten Mittelspannungsnetz haben eine PE-Isolierung und sind hauptsächlich vom Typ NA2YSY. Die absolute Verteilung der Längen verschiedener Kabeltypen im untersuchten Netz ist in der Abbildung 6.2 dargestellt.

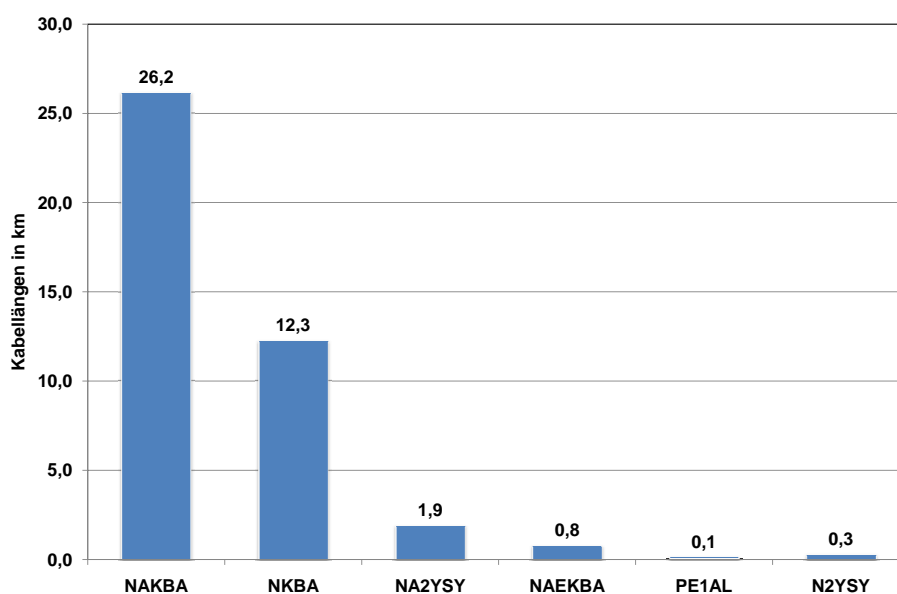


Abbildung 6.2.: Länge der Kabel nach Kabeltypen (in km).

Wie bereits erwähnt versorgt das betrachtete Mittelspannungsnetz 89 Netzstationen. Von diesen Netzstationen sind 61 sogenannte Kundenanlagen. Unter einer Kundenanlage versteht man einen Energiegroßabnehmer wie Industrieanlagen, die einen 10 kV Spannungsanschluss besitzen und deren Spannung nicht auf 0,4 kV transformiert werden muss. Es bleibt also in dem Verantwortungsbereich des Kunden für die Transformation und die Weiterverteilung der Energie zu sorgen. Die Energie wird hier direkt von der 10 kV Ebene abgenommen. Die Anlagen die im Verantwortungsbereich der Kunden liegen werden bei der Zuverlässigkeitsbetrachtung bis auf den Anschlussknoten zum Transformator betrachtet und nicht weiter detailliert. Die restlichen 28 Netzstationen versorgen über nachgelagerte Niederspannungsnetze kleinere bis mittlere Verbrauchersegmente. Es müssen also 28 MS/NS Transformatoren bei der Betrachtung des Risikos berücksichtigt werden, die die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen. Abbildung 6.3 zeigt den schematische Aufbau der einzelnen Netzstationen.

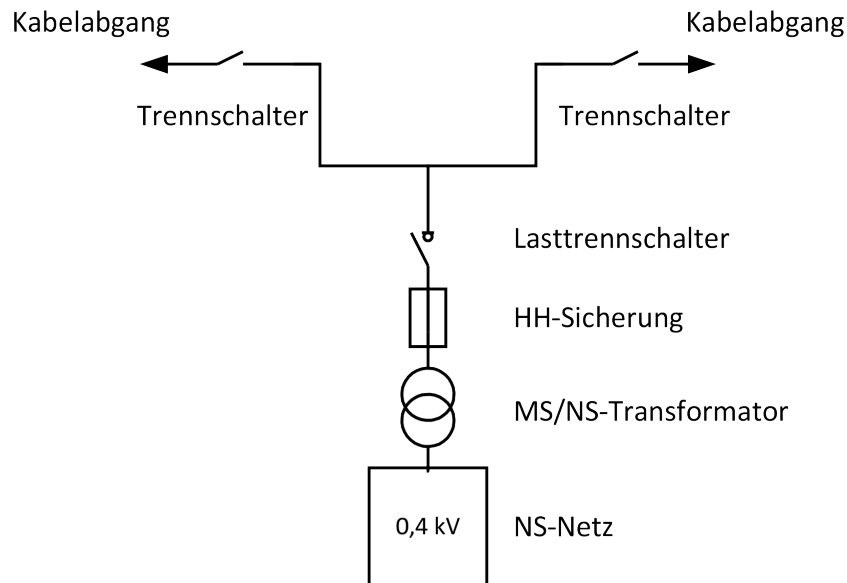


Abbildung 6.3.: Typischer Aufbau von Netzstationen.

Die exakte Anzahl von versorgten Endverbrauchern ist an den einzelnen Netzstationen nicht bekannt und muss geschätzt werden. Dabei wird nach [96] ein typischer Strukturkennwert für die städtische Verteilungsnetze mit einer Last von 4 kVA pro Verbraucher angenommen. Aus diesem Kennwert und der an den Netzstationen angeschlossenen Leistung ergibt sich die Anzahl der Verbraucher von 3802 in dem betrachteten Netz. Aus dem Strukturkennwert und der pro Netzstation angeschlossenen Leistung kann die Anzahl der Endverbraucher pro Station geschätzt werden. Die mittlere Anzahl der Verbraucher pro Station im betrachteten Netz ist 107. Die absolute Häufigkeitsverteilung und die relative Summenhäufigkeit pro Netzstation ist in der Abbildung 6.4 dargestellt.

Für den Netzschutz des betrachteten Mittelspannungsnetzes wird eine Gesamtzahl von 23 Leistungsschaltern angenommen. Darüber hinaus sind 89 Lasttrennschalter und 217 Trennschalter im Netz eingesetzt. Die Zahlen ergeben sich aus der beschriebenen Netztopologie und aus den Anforderungen an die Selektivität des Netzschutzes.

Leistungsschalter ist das aufwändigste und teuerste Schaltelement, da dieser sowohl Betriebs- als auch Kurzschlussströme schalten kann. Um diese Aufgabe erfüllen zu können, sind Vorrichtungen zur Lichtbogenlöschung in den Schaltern erforderlich. Als Löschmedium wurde in der Mittelspannungsebene früher hauptsächlich Öl eingesetzt, mittlerweile haben sich jedoch Vakuum- und SF₆-Schalter als bevorzugte Technik etabliert.

Im Gegensatz zu Leistungsschaltern können Lastschalter nur Betriebsströme schalten. Bei Lastschaltern, die zusätzlich eine sichtbare Trennstrecke herstellen spricht man von Lasttrennschaltern. Sie werden im Mittelspannungsbereich vor allem in Netzstationen eingesetzt. Trennschalter haben schließlich die Aufgabe Betriebsmittel sicher und sichtbar freizuschalten, indem

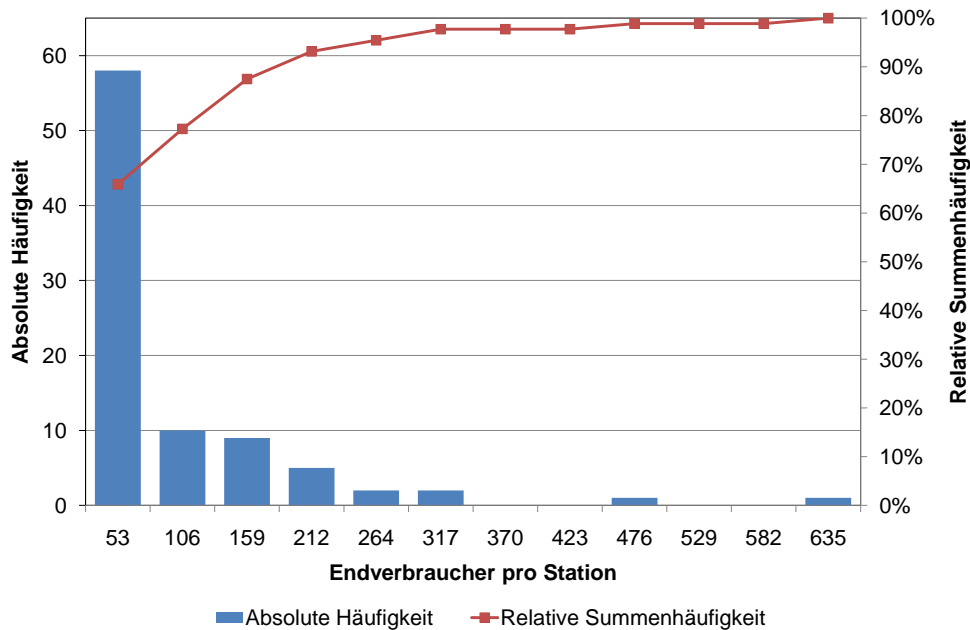


Abbildung 6.4.: Absolute Häufigkeit und relative Summenhäufigkeit der Kunden pro Station im betrachteten Netz.

eine Trennstrecke im Leitungsverlauf erzeugt wird. Sie können nur kleine kapazitive Restströme bei voller Netzspannung schalten [47].

In Tabelle 6.1 sind die zentralen Daten zur Topologie des untersuchten Mittelspannungsnetzes zusammengefasst.

Betriebsmittel:	Technische Daten:
HS/MS Transformatoren (Schaltanlage)	2x 110/10 kV (40 MVA)
Länge der papierisolierten Kabel	39 km
Leistungsschalter (Schaltanlage)	23
MS/NS Transformatoren (Stationen)	28x 10/0,4 kV
Lasttrennschalter (Stationen)	89
Trennschalter (Stationen)	50

Tabelle 6.1.: Technische Daten vom untersuchten Netz

6.2 Zuverlässigkeitsberechnung für das betrachtete Netz

6.2.1 Zuverlässigkeitsmodell

In diesem Kapitel werden die Kenngrößen der Betriebsmittelzuverlässigkeit betrachtet. Durch die Berechnung der Zuverlässigkeit werden die Ausfälle einzelner Betriebsmittel und der Maßnahmen der Wiederversorgung im Netz nachgebildet, um die Auswirkungen auf die Endverbraucher zu analysieren. Durch die Zuverlässigkeitsberechnung werden die strukturellen Schwächen

im Netzaufbau sowie die kritischen Pfade bei der Leistungsübertragung identifiziert. Zu Berücksichtigung der Zuverlässigkeit werden generell zwei Verfahren unterschieden.

Das (n-1) Kriterium besagt, dass ein nicht unwahrscheinlicher Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels nicht zur Versorgungsunterbrechung führen darf. Ferner dürfen die betrieblichen Grenzen der thermischen Betriebsmittelbelastung sowie des Spannungsbandes zu keiner Zeit verletzt werden. Hierbei ergibt sich der Spielraum für die Entscheider sowohl bei der Festlegung der Grenzwahrscheinlichkeit bei der der Ausfall als noch wahrscheinlich gilt, als auch bei der Definition der Dauer der Versorgungsunterbrechung die im Rahmen der Wiederversorgungsmaßnahmen noch als zulässig erachtet wird. Nach der Definition der Freiheitsgrade wird der Netzaufbau untersucht. Genügt der Aufbau nicht dem (n-1)-Kriterium werden zusätzliche kalte oder heiße Redundanzen eingeplant. Das (n-1)-Kriterium ist ein deterministisches Kriterium, welcher durch eine Momentaufnahme einen bestimmten Netzzustand analysiert, so dass dieser zu keiner Versorgungsunterbrechung führen darf.

Eine Erweiterung des deterministischen Verfahrens ist die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung. Bei der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung werden die in einem gegebenen Zeitraum statistisch relevante Betriebsmittelausfälle gemäß einer Klassifizierungsliste untersucht und die statistische Häufigkeit ihres Auftretens ermittelt. Dabei wird durch die Netzmodellierung mit entsprechenden Wiederversorgungsmöglichkeiten die Wahrscheinlichkeit für die Versorgungsunterbrechung ermittelt, die durch Betriebsmittel verursacht wurde. Anschließend werden die Auswirkungen der Unterbrechungen für die betroffenen Verbraucher durch die Häufigkeiten und die Dauer bewertet. Dies ergibt nach Abschluss der Analyse ein realistisches Gesamtbild über die Schwachpunkte des Netzes. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen deterministischen und probabilistischen Verfahren ist, dass die deterministischen Verfahren in der Regel in der Netzplanungsphase eingesetzt werden und in der Betriebsphase mit erheblichen Investitionen verbunden sind, da sie in der Regel Grundsatzentscheidungen bezüglich der Netzarchitektur betrifft. Die probabilistischen Verfahren können dagegen sowohl in der Planungsphase für die Optimierung der Netztopologie als auch im Betrieb zur Ermittlung der optimalen Instandhaltungsaktivitäten eingesetzt werden und führen in der Regel zu einem optimalen Kosten-Leistung-Ergebnis.

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung steht als Vorstufe der operativen Risikobewertung und wird im Weiteren etwas näher betrachtet.

Die Eingangsvariablen der Zuverlässigkeitsanalyse werden als die Zuverlässigkeitskenndaten gekennzeichnet. Diese beschreiben das Ausfallverhalten der Betriebsmittel. Die Zuverlässigkeitskenndaten sind von der Modellierungstiefe und vom Typ und dem Ausfallmodell des Betriebsmittels abhängig. Es werden folgende Ausfallmodelle in [4] unterschieden:

- Unabhängiger Einfachausfall (UE): Ausfall einer einzelnen Komponente, der in keinem ursächlichen Zusammenhang zu eventuell zeitgleichen Störungen oder Ausfällen steht.

- Common-Mode-Ausfall (CM): Unter einem Common-Mode-Ausfall wird der gleichzeitige Ausfall mehrerer Auslösebereiche aufgrund einer gemeinsamen Ursache verstanden.
- Schutzversagen (SV): Tritt ein, wenn die Schutzeinrichtung die Ausschaltung einer fehlerbetroffenen Komponente versagt. In diesem Fall wird der Reserveschutz auf der höher liegenden Schutzebene ausgelöst, was in der Regel zu Versorgungsunterbrechung einer größeren Anzahl der Lastpunkte führt.
- Schutzüberfunktion mit Mehrfachauslösung (SÜ): Bei einem Kurzschluss auf einer Komponente kommt es mitunter durch Teilkurzschlussströme zu Anregung von weiteren Schutzgeräten und zu nicht konzeptgemäßen Ausschaltung nicht fehlerbetroffener Schutzbereiche.
- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung (ME): Kommt es während eines Erdkurzschlusses zu einem weiteren einpoligen Fehler auf einer anderen Komponente, so geht der Erdschluss in einen Doppelerdschluss über.

Diese Ausfallmodelle werden mit folgenden Zuverlässigkeitskenndaten belegt:

Ausfallmodell:	Zuverlässigkeitskenndaten:
UE	Häufigkeit H (UE) Ausfalldauer T (UE)
CM	Häufigkeit H(CM) Ausfalldauer T(CM)
SV	Bedingte Wahrscheinlichkeit p(SV) Ausfalldauer T(SV)
SÜ	Bedingte Wahrscheinlichkeit p(SÜ) Ausfalldauer T(SÜ)
ME	Häufigkeit H(Einfacherdschluss) Bedingte Wahrscheinlichkeit p(ME) Ausfalldauer T(ME)

Tabelle 6.2.: Ausfallmodelle und Kenngrößen der Komponenten

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung münden in der Angabe der Zuverlässigkeitskenngrößen. Die Zuverlässigkeitskenngrößen quantifizieren die Zuverlässigkeit der Versorgung nach unterschiedlichen Aspekten. Zu Beurteilung der Zuverlässigkeit werden folgende Kenngrößen in [39] eingesetzt:

- Unterbrechungshäufigkeit $[1/a]$: Die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in einem vorgegebenen Betrachtungszeitraum. Üblicherweise wird ein Jahr als Zeitraum gewählt.
- Unterbrechungsdauer $[\text{min}, \text{h}]$: Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechungen.

-
- Nichtverfügbarkeit [min/a, h/a]: Produkt aus Wahrscheinlichkeit der Versorgungsunterbrechung im Betrachtungszeitraum und der gesamten Dauer des Betrachtungszeitraumes.
 - Unterbrochene Leistung [kW/a, MW/a]: Produkt aus unterbrochener Leistung eines Ereignisses und dessen Häufigkeit.
 - Nicht gelieferte Energie [kWh/a, MWh/a]: Produkt aus unterbrochener Leistung und der Nichtverfügbarkeit.

Oft werden im Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitsberechnung die systembezogenen Kenngrößen angegeben. Dies sind:

- SAIFI: Unterbrechungshäufigkeit je belieferten Abnehmer. SAIFI ist ein Quotient aus Summe der Kundenunterbrechungen und Anzahl der versorgten Kunden.
- CAIFI: Unterbrechungshäufigkeit je unterbrochenem Abnehmer als Quotient aus Summe der Kundenunterbrechungen und Anzahl der unterbrochenen Kunden.
- SAIDI: Nichtverfügbarkeit je belieferten Abnehmer als Quotient aus Summe der akkumulierten Dauer der Kundenunterbrechungen und Anzahl der versorgten Kunden.
- CAIDI: mittlere Dauer einer Versorgungsunterbrechung eines Abnehmers als Summe der akkumulierten Dauer der Kundenunterbrechungen und Gesamtzahl der Kundenunterbrechungen.

6.2.2 Zuverlässigkeitsberechnung

Die Zuverlässigkeitsberechnung wird in Anlehnung an [12] in drei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt muss der Netzaufbau vorbereitet werden. Hierzu wird eine Netztopologie etwa nach Abbildung 6.1 aufgestellt. Die Entscheidung über die Anwendung eines oder mehrerer Ausfallmodelle wird getroffen und die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel übergeben. Für die nachfolgende Analyse wird das unabhängige Einfachausfallmodell angewandt.

Im Schritt 2 werden alle Ausfallzustände systematisch erzeugt, je nach Tiefe der Analyse können hier eine, zwei oder mehrere Komponenten im gleichzeitigen Aus-Zustand modelliert werden. Die sogenannten Ausfallkombinationen können durch die bedingte Wahrscheinlichkeit für den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Komponenten oder durch die gewünschte Anzahl gleichzeitig ausgefallenen Betriebsmittel begrenzt werden. Das Erzeugen der Ausfallkombination kann systematisch nach dem Enumerationsverfahren oder simulativ durch die zufällige Auswahl der Ausfallkombinationen bestimmt werden. Beide Verfahren liefern den Knoten an dem der Leistungsfluss unterbrochen wird. Die Dauer der Unterbrechung, die abhängig von der Reparaturdauer der betroffenen Komponenten ist, wird berechnet.

Im letzten Schritt, der Fehlereffektanalyse wird für jede Ausfallkombination entschieden, ob und welchem Auslösebereich der, vom Fehler betroffenen Betriebsmittel freigeschaltet werden muss. Anschließend wird festgestellt, ob in diesem Zustand die Versorgung der Verbraucher eingeschränkt werden muss. Falls ja, wird versucht, diese zumindest teilweise wiederzuversorgen. Der Beitrag dieser Kombination zu den Zuverlässigkeitskenngrößen wird ermittelt und dazu addiert. Die Werte werden nach folgender Systematik berechnet. Die Nichtverfügbarkeit Q ergibt sich aus Reparaturdauer T und Ausfallhäufigkeit H der jeweiligen Ausfallkombination nach der Formel 6.1:

$$Q = T_{rep} \cdot H \quad (6.1)$$

Ist eine Umschaltung beim Ausfall des Betriebsmittels möglich, so setzt man die Umschaltdauer T_{um} für die Ausfalldauer ein.

Im nächsten Schritt wird analysiert bei welchen Lastknoten die Ausfallkombination zu einer Versorgungsunterbrechung führt, um für jedes Betriebsmittel i die unterbrochene Leistung $P_{U,i}$ ermitteln zu können.

$$P_{U,i} = \sum_{k=1}^n U_{k,i} \cdot P_k \quad (6.2)$$

P_k steht dabei für die Leistung am Lastknoten k und n für die Gesamtzahl an Lastknoten, die von dem Betriebsmittelausfall betroffen sind. $U_{k,i}$ ist eine boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn ein Ausfall vom Betriebsmittel i zu einer Versorgungsunterbrechung am Lastknoten k führt.

Die nicht gelieferte Energie $W_{U,i}$ lässt sich anschließend aus der Multiplikation von Nichtverfügbarkeit Q_i und der unterbrochenen Leistung $P_{U,i}$ nach Gleichung 6.3 berechnen.

$$W_{U,i} = Q_i \cdot P_{U,i} \quad (6.3)$$

Die Analyse wird solange wiederholt bis alle Ausfallkombinationen mit den Kenngrößen quantifiziert worden sind. Am Ende der Berechnung steht ein aussagekräftiges Bild über das gesamte Unterbrechungsgeschehen im Netz.

Zur Ausdehnung des Verfahrens auf die Risikoanalyse zieht man die wirtschaftlichen Konsequenzen der Ausfälle hinzu. Diese sind die, dem Netzbetreiber für jede Kilowattstunde nicht gelieferten Energie entstehenden Kosten pro Energieeinheit k_w . Man erhält auf diese Weise ei-

ne Einschätzung für die versorgungsspezifischen Kosten $K_{E,i}$, die aus nicht gelieferten Energie entstehen:

$$K_{E,i} = W_{U,i} \cdot k_W \quad (6.4)$$

Die Kosten der nicht gelieferten Energie können z.B. als entgangene Gewinne des Netzbetreibers betrachtet werden. Zusätzlich werden die Risikokosten berechnet, die sich aus durchgeführten Reparaturmaßnahmen $K_{Rep,i}$ nach Gleichung 6.5 ergeben:

$$K_{Rep,i} = H_i \cdot K_{Rep,i} \quad (6.5)$$

$K_{Rep,i}$ stehen dabei für die Kosten, die für die Reparatur von Betriebsmitteln i nach einem Ausfall entstehen. Oft spricht man bei den Ausfallkonsequenzen auch über die Pönalzahlungen die der Netzbetreiber im Falle der Versorgungsunterbrechung an die Verbraucher zahlen muss. Die möglichen Konzepte zur Umsetzung sind in [19] beschrieben und können in die Berechnung der Risiken wie im Kapitel 5.3.3 angegeben bzw. eingesetzt werden. Die gesamten Risikokosten werden schließlich aus der Addition der einzelnen Kosten nach Gleichung 6.3 und Gleichung 6.5 und Pönalen $K_{P,i}$ berechnet:

$$K_{G,i} = K_{Rep,i} + K_{E,i} + K_{P,i} \quad (6.6)$$

Beim Betrag $K_{G,i}$ mit der Einheit "Euro pro Jahr", handelt es sich um einen Erwartungswert der Kosten, die dem Netzbetreiber pro Jahr durch die Störungen von Betriebsmittel i entstehen. Dieses Berechnungsverfahren ist in der Abbildung 6.5 zur Risikobewertung eines Betriebsmitteltyps grafisch dargestellt. Als Eingangsdaten für das Verfahren werden unterschiedliche Quellen eingesetzt. Hier sind beispielhaft die VDN Statistik [99], die FGH Studie [35] oder interne Daten der Netzbetreiber anwendbar. Die Ergebnisse der Kalkulation der Risikokosten einzelner Betriebsmittel für die Kabel sind ausschnittsweise in der Abbildung 6.6 präsentiert. Hier sind auch die Mittelwerte der jeweiligen Kosten für die Ausfälle dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Streuungen der Risikokosten um ihre Mittelwerte beachtlich sind.

Diese Art der Risikoabschätzung lässt folgende kritische Punkte erkennen. Die Betrachtung der Erwartungswerte stimmt mit den tatsächlichen Ausfällen nur selten überein, in meisten Fällen ist der Schaden entweder unter oder überschätzt. Die Anwendung der Mittelwerte als Prognosewerte für die zukünftigen Risiken ist nur bedingt möglich. Da die Netzbetreiber im Allgemeinen an den jährlichen Kosten für das Gesamtkollektiv interessiert sind, ist die Betrachtung der Einzelkosten der Ausfälle nicht zweckmäßig. Auch hier würden sich die Streuungen der einzelnen Kosten auf die kollektive Betrachtung der Kosten erheblich auswirken.

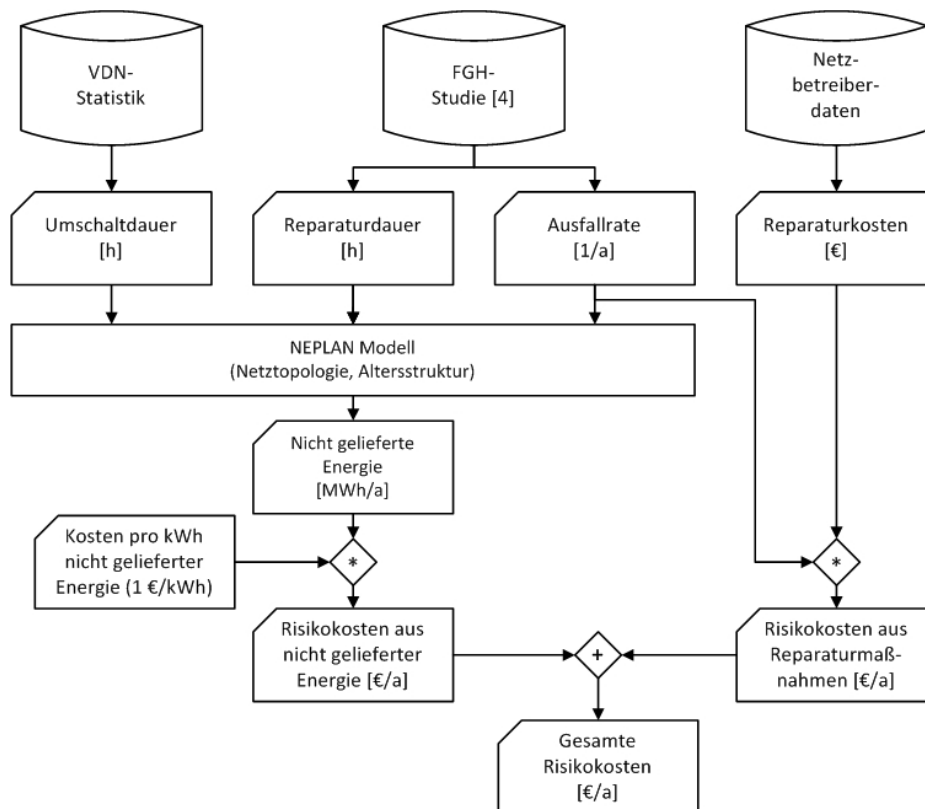


Abbildung 6.5.: Ablauf der Risikokalkulation nach dem Einzelkostenverfahren

Und schließlich wird hier unterstellt, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen Betriebsmittel für das System repräsentativ ist. Die Anzahl der Betriebsmittel, die ja nach Poisson-Verteilung die Wahrscheinlichkeit direkt beeinflusst wird in die Betrachtung nicht mit einbezogen.

6.3 Risikokalkulation nach dem Gesamtschadensverteilungsverfahren

Im Anschluss auf die Zuverlässigkeitsberechnung aus dem letzten Kapitel soll hier das im Kapitel 5 beschriebene Verfahren angewandt werden. Dies setzt voraus, dass die Zuverlässigkeitskenndaten für die zu betrachtende Betriebsmittel zur Verfügung stehen. Eine notwendige Erweiterung ist die Ableitung der stochastischen Verteilungen für die Kenndaten des Zuverlässigkeitsmodells und die Ableitung der stochastischen Verteilungen für die wirtschaftlichen Konsequenzen. Im folgenden Kapitel wird zuerst auf die Approximation der benötigten Verteilungen eingegangen. Anschließend wird das Risiko nach dem, im Kapitel 5 beschriebenen Verfahren berechnet. Die Berechnung selbst wurde mit Hilfe von MATLAB Funktionen durchgeführt. Diese Software bringt alle grundlegenden Funktionen zur statistischen Analyse der Daten mit sich, so dass auf diese bei der Programmierung zurückgegriffen werden konnte.

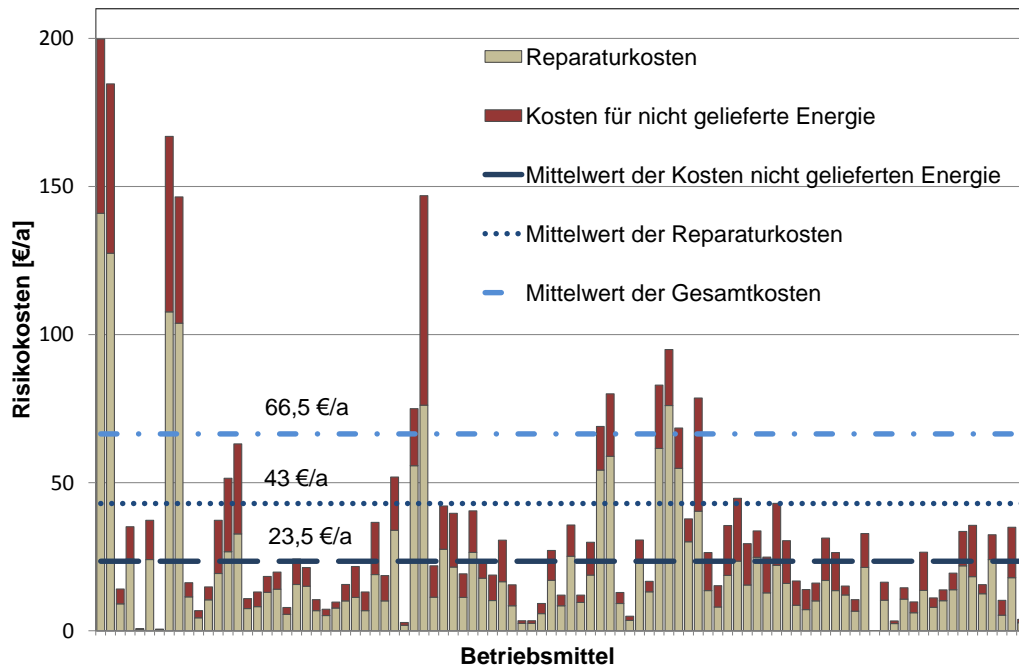


Abbildung 6.6.: Ergebnisse der Risikokalkulation für Kabel (Ausschnitt).

6.3.1 Approximation der stochastischen Verteilungen (Inferenzprozedur)

Zur Berechnung des Gesamtschadens werden die stochastischen Verteilungen der Risikoparameter eingesetzt. Es werden an dieser Stelle folgende Betriebsmitteltypen betrachtet: Leitungen, ONS Transformatoren, ONS ohne Transformator Schaltanlagen in Umspannwerk. Je Betriebsmitteltyp werden parametrische Verteilungen der Risikoparameter aus den empirischen Verteilungen approximiert: Ausfallhäufigkeit, Ausfall- oder Umschaltedauer, Reparaturkosten und Betrag der Ausfalleistung der Betriebsmitteltypen. Zur Approximation verwendet man folgende parametrischen Verteilungen, die sich als besonders geeignet für die Modellierung der vorliegenden Risikoparametern erwiesen: Normalverteilung, Lognormalverteilung und Weibullverteilung. Zusätzlich stehen die Binomial- und Poisson-Verteilung zur Approximation der Ausfallhäufigkeit zur Verfügung.

Das Vorgehen der Approximation ist in der Abbildung 6.7 schematisch dargestellt. Es werden also anhand der Stichprobe die Parameter der jeweiligen Verteilung gesucht. Nach dem die Parameter mittels Maximum-Likelihood-Verfahrens und KS-Tests geschätzt worden sind, wird die Likelihood-Funktion als Qualitätsmaß für die ausgewählte Verteilung gespeichert. Diese Prozedur wird für alle vorgegebenen Verteilungen ausgeführt. Am Ende der Berechnung wird die Verteilung mit dem maximalen Likelihood Wert zur Approximation der empirischen Verteilung ausgewählt.

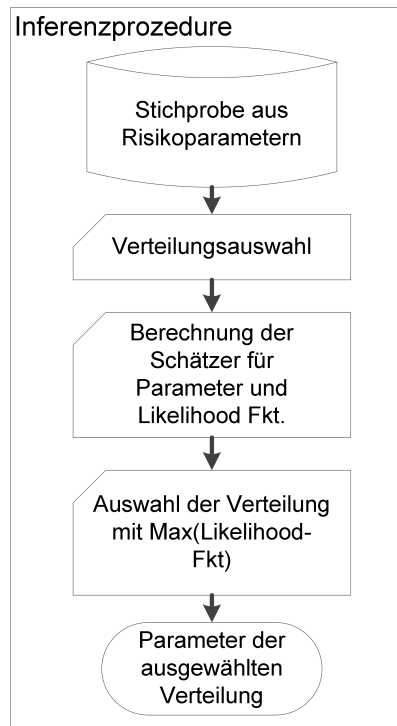


Abbildung 6.7.: Flussdiagramm der Approximation der stochastischen Verteilungen von Risikoparametern

Approximation der unterbrochenen Leistung

Die Approximation der ausgefallenen Leistung P_{max} wird anhand der Daten der Zuverlässigkeitsanalyse durchgeführt. Dabei wird im Rahmen der Verbindungsanalyse festgestellt, welche Lastknoten von dem Ausfall eines Betriebsmittels betroffen sind. Der Betrag der maximal möglichen Ausfallleistung P_{max} an allen betroffenen Knoten steht dann als Lageparameter zur Verfügung. Da in der Regel mehrere Betriebsmittel gleichen Typs an unterschiedlichen Stellen im Netzwerk installiert sind und der Leistungsfluss ebenfalls unterschiedlich ist, ergeben sich auch verschiedene Auswirkungen der Betriebsmittelausfälle auf die unterbrochene Leistung. Die Leistung kann an dieser Stelle mit einer empirischen Verteilung dargestellt werden. Anhand empirischer Verteilung wird eine parametrische Verteilung approximiert. Abbildung 6.8 stellt die empirischen und die daraus abgeleiteten parametrischen Verteilungen der ausgefallenen Leistung in vier betrachteten Betriebsmitteltypen dar. Die durchgezogenen Linien sind die empirischen Verteilungen. Die strichpunktierten Linien stellen die approximierten parametrischen Verteilungsfunktionen dar.

In der Tabelle 6.3 sind die Verteilungen und die Parameter jeweiligen Verteilungen zusammengestellt.

Aus der Abbildung 6.8 und Tabelle 6.3 stellt man fest, dass die ausgefallene Leistung für Kabel, Ortsnetzstationen und ONS Transformator einen ähnlichen Verlauf haben. Die unterbrochene Leistung entspricht dem Mittelwert und der Standardabweichung der unterbrochenen

Risikoparameter:	Verteilungsart:	Parameter 1	Parameter 2
P_{max} in Kabeln	Normalverteilung	$\mu = 2,44 \text{ MW}$	$\sigma = \pm 1,76 \text{ MW}$
P_{max} in ONS ohne Trafo	Normalverteilung	$\mu = 2,46 \text{ MW}$	$\sigma = \pm 1,73 \text{ MW}$
P_{max} in ONS Trafo	Normalverteilung	$\mu = 2,54 \text{ MW}$	$\sigma = \pm 1,59 \text{ MW}$
P_{max} in der Schaltanlage	Lognormalverteilung	$\mu = 2,55 \text{ MW}$	$\sigma = \pm 1,33 \text{ MW}$

Tabelle 6.3.: Risikoparameter ausgefallene Leistung

Leistung in einem Ring des Netzes. Alle drei empirischen Häufigkeitsverteilungen sind mit einer Normalverteilung approximierbar.

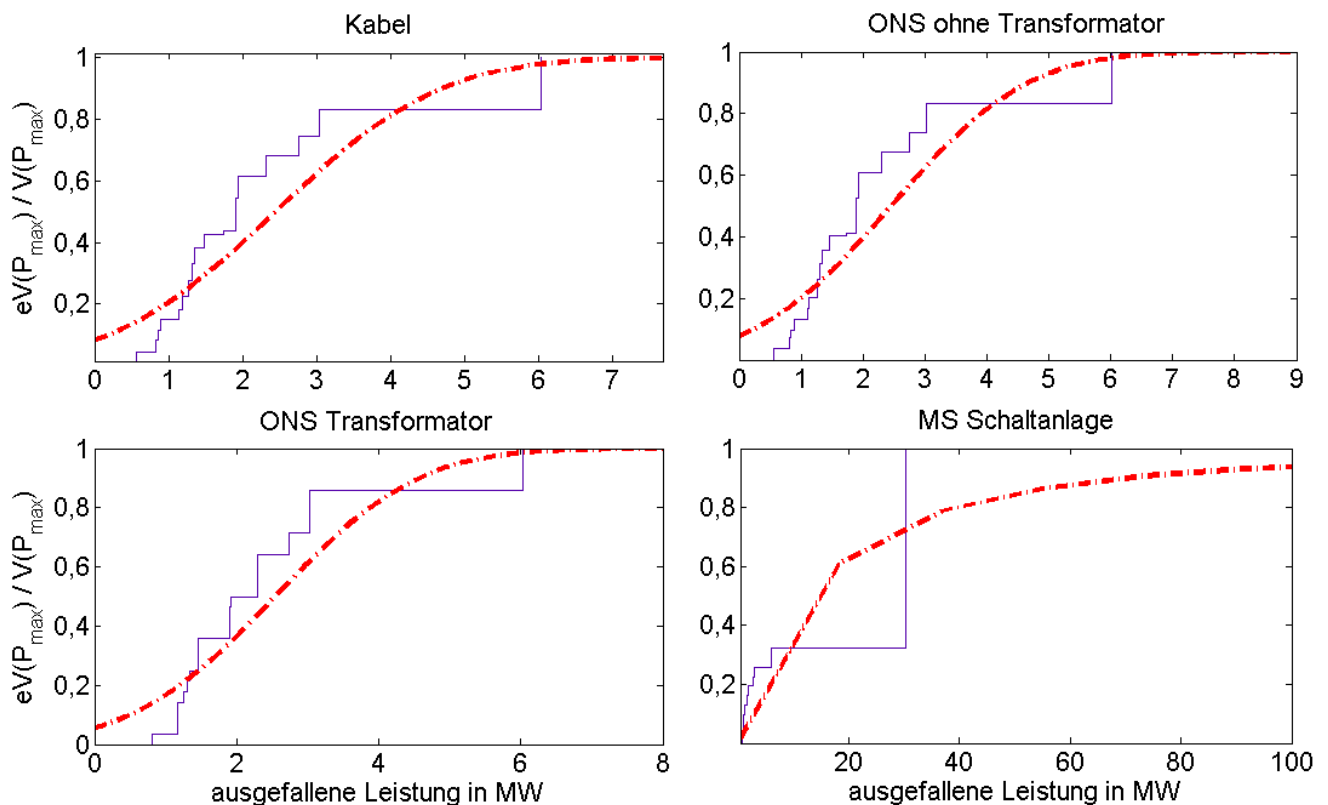


Abbildung 6.8.: Approximation der unterbrochenen Leistung in MW für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogene absolute Häufigkeit, strichpunktiert approximierte parametrische Verteilung).

Die Verteilung der Leistung in der MS Schaltanlage unterscheidet sich von den anderen durch einen auffallend höheren Betrag. Dies liegt daran, dass die Fehler in den Betriebsmitteln der Schaltanlage in der Regel zur Auslösung des Schutzes der gesamten Schaltanlage führen und folglich zur Unterbrechung der Versorgung in allen Ringen des Netzes.

Zweites Phänomen geht auf die Betrachtungsweise der Schaltanlage zurück, die dieser Arbeit zu Grunde liegt. Hier beobachtet man einen steilen Einstieg der Ausfalleistung bei ca. 30 MW. Als Betriebsmittel der Schaltanlage wurden hier die Leistungsschalter, Trennschalter abgangs-

seitig und sammelschienenseitig betrachtet. Die Verteilung der Ausfallleistung unterhalb der 30 MW geht auf die abgangsseitigen Trennschalter zurück. Störungen in diesen Betriebsmittel wirken sich auf den nachstehenden Ring bis zur der offenen Stelle aus. Die Ausfallleistung hängt also von der im nachfolgenden Ring installierten Leistung ab. Für die Elemente auf der Seite der Sammelschiene gilt, dass die komplette Sammelschiene für die Dauer der Reparatur oder Umschaltung spannungslos gemacht werden muss, was wiederum zum Ausfall des gesamten Netzes führt oder zu einem Betrag von 30 MW Ausfallleistung. Zur Approximation der ausgefallenen Leistung in der MS Schaltanlage wurde rechtsschiefe Lognormalverteilung angewandt.

Approximation der Unterbrechungsdauer

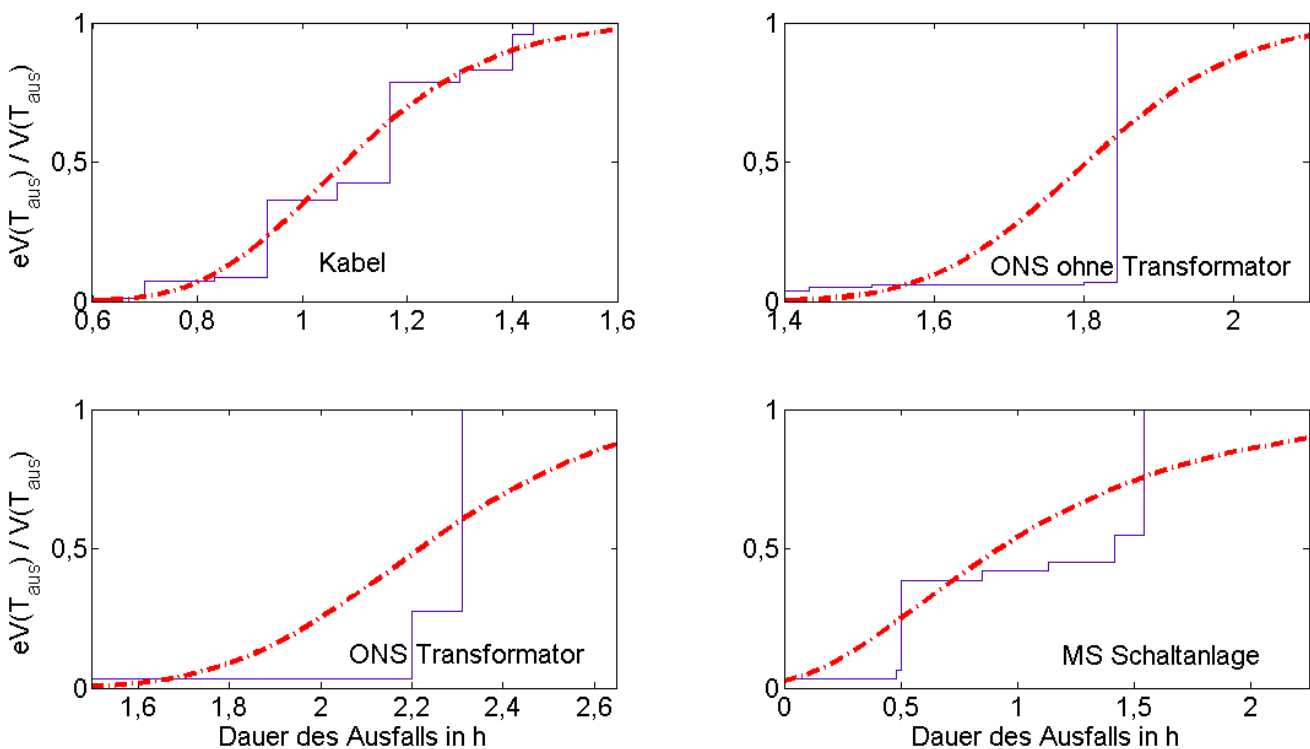


Abbildung 6.9.: Approximation der Ausfalldauer in Stunden (h) für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogen absolute Häufigkeit, strichpunktiierte approximierte parametrische Verteilung).

Die Approximation der Unterbrechungsdauer T_{aus} ergibt sich aus dem Minimum der Reparaturdauer, Umschaltdauer und Dauer zu Einrichtung der Notversorgung. Der stochastische Charakter dieser Größe ergibt sich aus der Tatsache, dass nur ein geringer Anteil der Verteilungssysteme über einen automatischen Umschaltmechanismus mit Fernwirktechnik ausgestattet ist. Diese Systeme sind sehr kostenintensiv und werden überwiegend in höher liegenden Spannungsebenen eingesetzt. In meisten Mittelspannungsnetzen wird die Freischaltung der fehlerbehafteten Betriebsmittel manuell durchgeführt. Dabei schaltet der Leistungsschalter den betroffenen Ringzweig sofort aus. Daraufhin müssen die Wiederversorgungsmaßnahmen von

einem Serviceteam durchgeführt werden, die aus der Fehlersuche, Freischaltung des fehlerbehafteten Betriebsmittels und Fehlerbehebung bestehen. Muss eine größere Reparaturmaßnahme durchgeführt werden, wird eine Notversorgung der betroffenen Verbraucher installiert. Kleinere Reparaturen können sofort erledigt werden. Da die meisten Netze dem (n-1) Kriterium entsprechen, wird die Ausfalldauer maßgeblich von der Dauer bestimmt, die für die Fehlersuche und die Freischaltung benötigt wird. In der Regel handelt es sich um die Zeit zur Lokalisierung des Fehler und Freischaltung des betroffenen Betriebsmittels um eine kurze Zeitperiode im Verhältnis zu eigentlichen Reparaturdauer. Dies erklärt die höhere Wahrscheinlichkeit im Bereich kleinerer Ausfalldauer und eine ausgedehnte rechte Flanke der Verteilung für den Fall, dass der betroffene Lastknoten für die gesamte Reparaturdauer unversorgt bleibt. Durch die großen Unterschiede in Dauern für die Wiederversorgung, durch die Umschaltung und Reparaturdauer scheinen die rechtsschiefen Verteilungen am besten zur Approximation der Ausfalldauer geeignet zu sein.

Die Dauer des Ausfalls wird nach Abbildung 6.9 und Tabelle 6.4 mit einer Lognormalverteilung approximiert. Die empirischen Verteilungen der Ausfalldauer sind durch die durchgezogenen Linien dargestellt, die parametrischen Verteilungsfunktionen sind durch die strichpunktieren Linien zu sehen. In der Tabelle 6.4 sind die Verteilungen und die entsprechenden Verteilungsparameter zusammengestellt.

Risikoparameter:	Verteilungsart:	Parameter 1	Parameter 2
T_{aus} in Kabeln	Lognormalverteilung	$\mu = 0,8 \text{ h}$	$\sigma = \pm 0,2 \text{ h}$
T_{aus} in ONS ohne Trafo	Lognormalverteilung	$\mu = 0,7 \text{ h}$	$\sigma = \pm 0,08 \text{ h}$
T_{aus} in ONS Trafo	Lognormalverteilung	$\mu = 0,8 \text{ h}$	$\sigma = \pm 0,2 \text{ h}$
T_{aus} in der Schaltanlage	Lognormalverteilung	$\mu = 0,35 \text{ h}$	$\sigma = \pm 0,08 \text{ h}$

Tabelle 6.4.: Risikoparameter Dauer des Ausfalls

Approximation der Reparaturkosten

Die Approximation der Reparaturkosten basiert auf der internen Schadensstatistik eines Betreibers, in der die Kosten für insgesamt 1858 Maßnahmen erfasst wurden. Die empirischen Daten werden mittels grafischer Analyse durch eine parametrische Verteilung approximiert. Die Approximation der Reparaturkosten K_{rep} mittels Normalverteilung führt dabei zu besten Ergebnissen.

In der Abbildung 6.10 sind die empirischen Verteilungen und die Normalverteilungskurven dargestellt. Hierbei werden die Normalverteilungen an der Stelle 0 gestützt, die negativen Reparaturkosten (z.B. durch Haftungsfälle) werden in dieser Arbeit nicht betrachtet. Die empirischen Verteilungsfunktionen für die Reparaturkosten sind durch die durchgezogenen Linien, die parametrischen Verteilungen sind durch die strichpunktieren Linien dargestellt.

In der Tabelle 6.5 sind die Bezeichnungen und die Parameter für die Verteilungen der Kosten der Reparaturmaßnahmen zusammengefasst dargestellt. Hierbei handelt es sich um die Kosten

für Einzelmaßnahmen. Die Kosten bestehen in der Regel aus Materialkosten, Kosten für den Einsatz des Eigenpersonals und die Kosten für die Vergabe an fremde Auftragsnehmer (z.B. Tiefbauarbeiten).

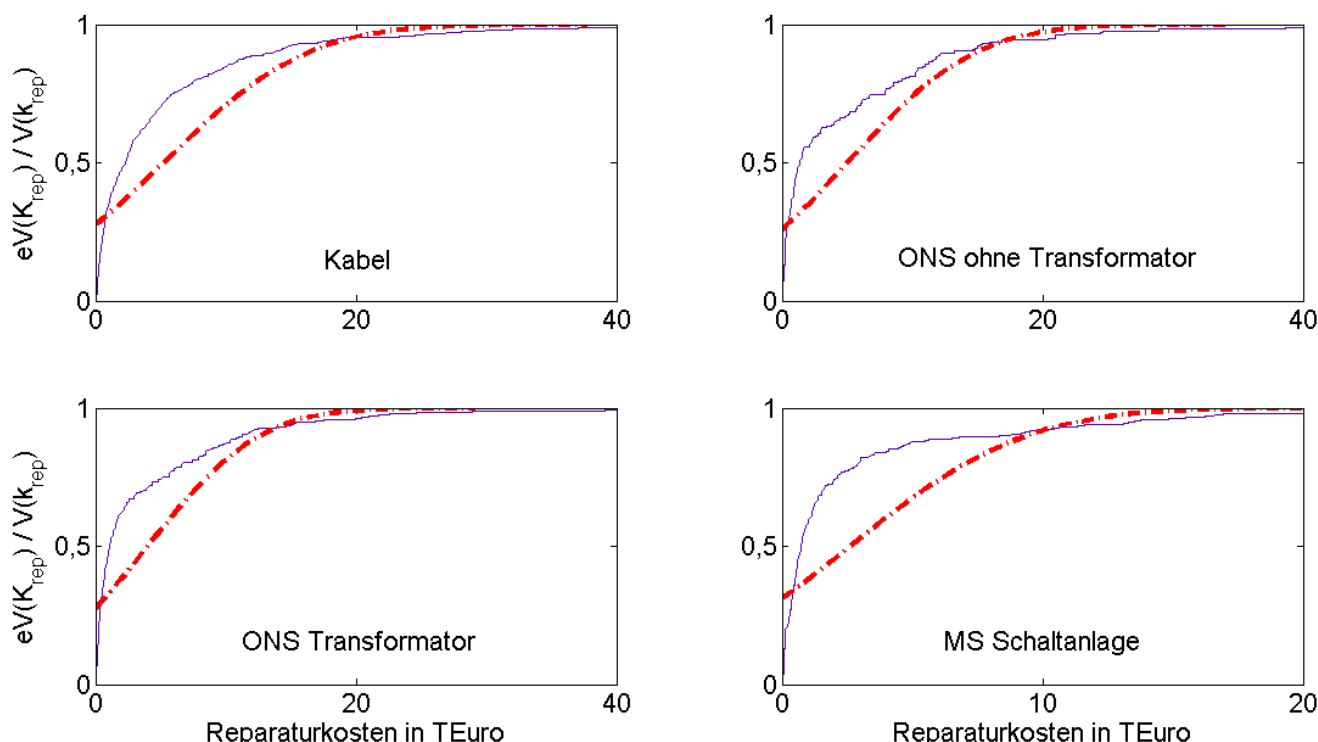


Abbildung 6.10.: Approximation der Reparaturkosten in Euro für Betriebsmitteltyp Kabel, ONS ohne Transformator, ONS Transformator, MS Schaltanlage (durchgezogen absolute Häufigkeit, strichpunktiert approximierte parametrische Verteilung).

Risikoparameter:	Verteilungsart:	Parameter 1	Parameter 2
K_{rep} in Kabeln	Normalverteilung	$\mu = 5,2$ TEuro	$\sigma = \pm 8,7$ TEuro
K_{rep} in ONS ohne Trafo	Normalverteilung	$\mu = 5$ TEuro	$\sigma = \pm 7,7$ TEuro
K_{rep} in ONS Trafo	Normalverteilung	$\mu = 4$ TEuro	$\sigma = \pm 6,7$ TEuro
K_{rep} in der Schaltanlage	Normalverteilung	$\mu = 2,6$ TEuro	$\sigma = \pm 5,3$ TEuro

Tabelle 6.5.: Risikoparameter Kosten der Reparaturmaßnahmen

Approximation der Störungshäufigkeit

Zur Approximation der Störungshäufigkeit des Systems zieht man die Störungshäufigkeiten der einzelnen Betriebsmittel hinzu. Die prinzipielle Vorgehensweise ist im Kapitel 5.3.2 beschrieben. Wie dort erläutert, wird die Störungshäufigkeit aus zwei Effekten zusammengesetzt modelliert, zufallsbedingt und zustandsbedingt. Dies erlaubt, vorausgesetzt die auswertbare Daten stehen zur Verfügung, eine zielgenaue Ableitung der Wirkungszusammenhänge in der Instandhaltung der Betriebsmittel. Hierzu kann man auf eine Vielzahl von Auswertungen zurückgreifen.

Die Zahlen aus [36] repräsentieren z.B. die Gesamtzahl der Störungen mit Versorgungsunterbrechungen in Mittelspannungsnetzen. Es wird also keine Unterscheidung zwischen zufallsbedingten und zustandsbedingten Störungshäufigkeiten gemacht. Weiterhin bezieht sich die Auswertung auf eine Momentaufnahme des Netzes im Jahr 2008. Somit sind die Alterungs- und Verschleißeffekte in der Statistik ebenfalls nicht berücksichtigt worden. Die Langlebigkeit der Betriebsmittel und die fixen Austauschraten in den Jahren vor der Liberalisierung des Marktes machen die Ableitung der Aussagen über die Alterungsvorgänge in den Betriebsmitteln extrem schwierig. In [35] ist ein Versuch unternommen worden, diesen Zusammenhang zwischen dem Alter und der Ausfallhäufigkeit der Betriebsmittel herzustellen. In den meisten Fällen ist die exponentielle Steigung der alterungsbedingten Ausfallrate als grobe Annäherung möglich. Dieser Zusammenhang ist über eine längere Zeitperiode zwischen 20sten und 50sten Lebensjahr bei Leistungsschaltern, Kabeln und Freileitungen zu beobachten. Zur Ableitung der Störungshäufigkeitsverteilung kann das in [87] beschriebene Verfahren eingesetzt werden. Der Vorgehensweise folgend, wird die Störungshäufigkeit als eine exponentielle Funktion zwischen zwei Punkten z.B. $[20a; 0,007 \text{ 1/a}]$ und $[50a; 0,032 \text{ 1/a}]$ auf der Lebenszyklus-Kurve nach Kapitel 5.3.2 modelliert.

Abbildung 6.11 zeigt zunächst die Altersverteilung der papierisolierten Kabel als Histogramm. Die x-Achse zeigt das aktuelle Alter der Kabel. Dabei wurden die einzelnen Teilstücke in Altersintervalle von 5 Jahren eingeteilt. Die Werte an der Abszisse geben jeweils die Intervallgrenzen an, sodass der Balken zwischen 35 und 40 a beispielsweise für die Kabellänge im Intervall $]35a; 40a]$ steht. Durch die durchgezogene Linie ist weiterhin die empirische Verteilungsfunktion der Altersverteilung dargestellt.

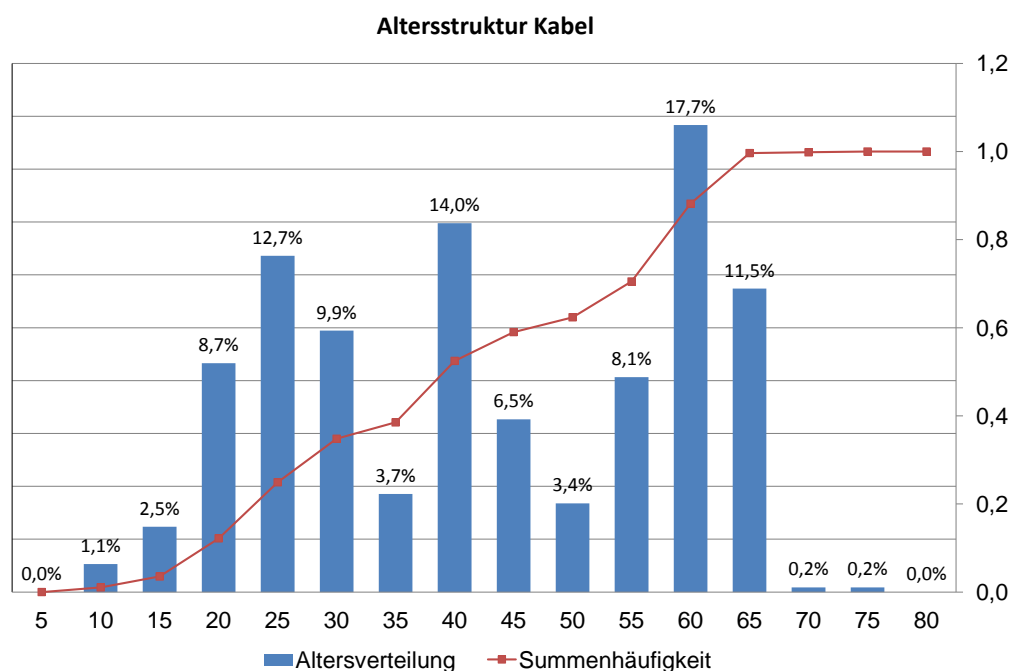


Abbildung 6.11.: Störungshäufigkeiten der Kabel in der Mittelspannungsebene

Aus der Abbildung wird deutlich, dass der Mittelwert des Kabelalters bei ca. 45 Jahren liegt. Als Ausgangsbasis für die Approximation der Störungshäufigkeit wird also das Alter von 45 Jahren für die Kabel eingesetzt. Es wird nun zu dem ermittelten Alter die zustandsabhängigen und die zufallsbedingten Störungshäufigkeiten gesucht. Der Wert für die Ermittlung der zustandsabhängigen Störungshäufigkeiten wird mittels einer Exponentialfunktion modelliert, die für die 20 jährige Kabel den Wert 0,006 und für die 50 jährige Kabel den Wert 0,03 für die Störungshäufigkeit annimmt. Die zustandsbedingte Störungshäufigkeit kann somit für das Alter 45 auf der blauen Kurve abgelesen werden. Dieser Wert wird nun um die zufallsbedingte Störungshäufigkeit erhöht.

Die Ergebnisse der Approximation sind in der Abbildung 6.12 für die betrachteten Betriebsmitteltypen präsentiert. Auf der X-Achse ist dabei das aktuelle Alter der Betriebsmittel abzulesen. Y-Achse entspricht der dazugehörigen Ausfallrate. Hier ist die Annäherung der Störungshäufigkeit an die exponentielle Funktion gezeichnet (durchgezogene Linie). Die aktuelle Störungsrate, abhängig vom mittleren Lebensalter der Betriebsmittel, wird um die zufallsbedingte Störungen korrigiert. Diese sind als senkrechte, strichpunktierte Linien dargestellt. Die gesamte Störungsrate kann somit auf der Y-Achse abgelesen werden. Die Tabelle 6.6 gibt die Zusammenfassung der Ergebnisse wieder, die in der vorliegenden Analyse zur Approximation der Störungshäufigkeit als Lageparameter eingesetzt worden sind:

Betriebsmittel:	Störungshäufigkeit \tilde{h} :	Bezugsgrößen:
Kabel	0,087	1 pro Jahr und km
Schaltanlage (ohne Trafo)	0,085	1 pro Jahr und Feld
ONS (ohne Trafo)	0,0053	1 pro Jahr und Stück
ONS Trafo	0,018	1 pro Jahr und Stück

Tabelle 6.6.: Störungshäufigkeiten \tilde{h} der Betriebsmittel im betrachteten Mittelspannungsnetz

Zur Ableitung von Störungshäufigkeitsverteilungen des Systems wird nun die Binomialverteilung eingesetzt. Der Vorteil dieser Verteilung ist, dass zur Berechnung der systembezogenen Störungshäufigkeitsverteilung die Ausfallrate der Betriebsmittel und die Anzahl der Betriebsmittel benötigt werden. Eine andere Möglichkeit stellt die Approximation der Verteilungen mit der Poisson-Verteilung. Im Gegensatz zu Binomial-Verteilung benötigt die Poisson-Verteilung die Ableitung eines Erwartungswertes für die systembezogene Störungsrate, die dann in die Verteilungsformel eingesetzt werden muss. Die Formel für die Berechnung der binomialverteilten Störungshäufigkeit lautet:

$$B(X = k) = \binom{n}{k} \tilde{h}^k (1 - \tilde{h})^{(n-k)} \quad \text{mit } k = 0, 1, 2, \dots, n \quad (6.7)$$

Hierbei steht k für die Anzahl der Störungen in der Betrachtungsperiode, n für die Gesamtzahl der betrachteten Betriebsmittel und \tilde{h} für die Störungshäufigkeit dieses Betriebsmitteltyps. Die abgeleiteten Störungshäufigkeiten werden nun in die Formel für die Binomialverteilung eingesetzt. Setzt man im Folgenden die in der Tabelle 6.6 angegebenen Störungshäufigkeiten der Betriebsmittel in die Binomialverteilung ein, ergeben sich folgende Verteilungen für die Störungshäufigkeiten der betrachteten Betriebsmitteltypen (siehe Abbildung 6.13).

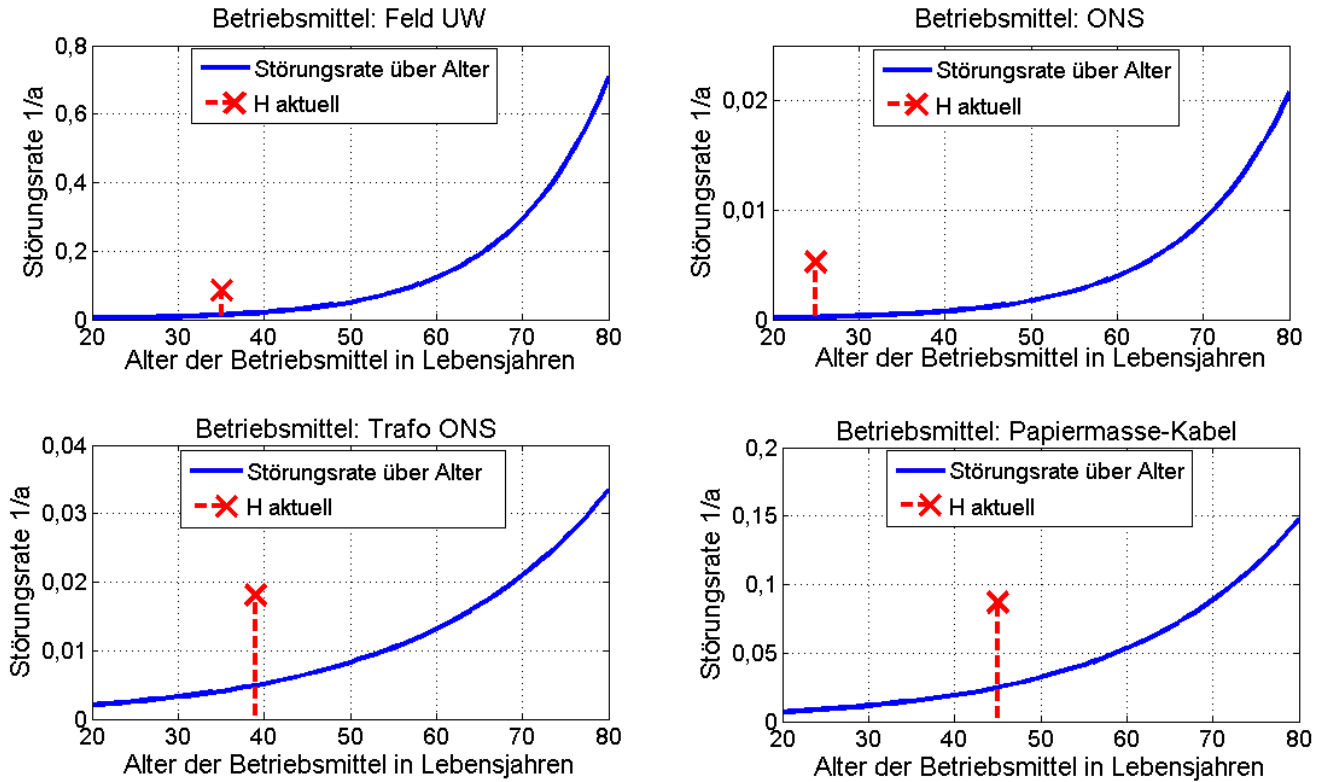


Abbildung 6.12.: Ableitung von Störungshäufigkeit der Betriebsmittel in Mittelspannungsebene.

6.3.2 Abbildung der Risikofaktoren auf den Gesamtschaden (Mappingprozedur)

Die Ableitung der Gesamtschadensverteilung aus den einzelnen approximateden Risikoparametern wurde im Kapitel 5.4 ausführlich beschrieben. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Abbildung der Einzelschäden auf die systembezogene Risikokennzahl (Mapping).

Das Verfahren zur Approximation des Gesamtschadens stellt das Risiko als Summe der Einzelschäden dar, die innerhalb eines definierten Betrachtungszeitraums auftreten. Dies ermöglicht die Ableitung der Gesamtschadensverteilung über die Verteilungen der Schadenshöhe und Störungshäufigkeit. Der Gesamtschaden einer Periode wird also über die folgende Formel berechnet:

$$G_{ij} = \sum_{n=0}^N x_{n,ij} \quad (6.8)$$

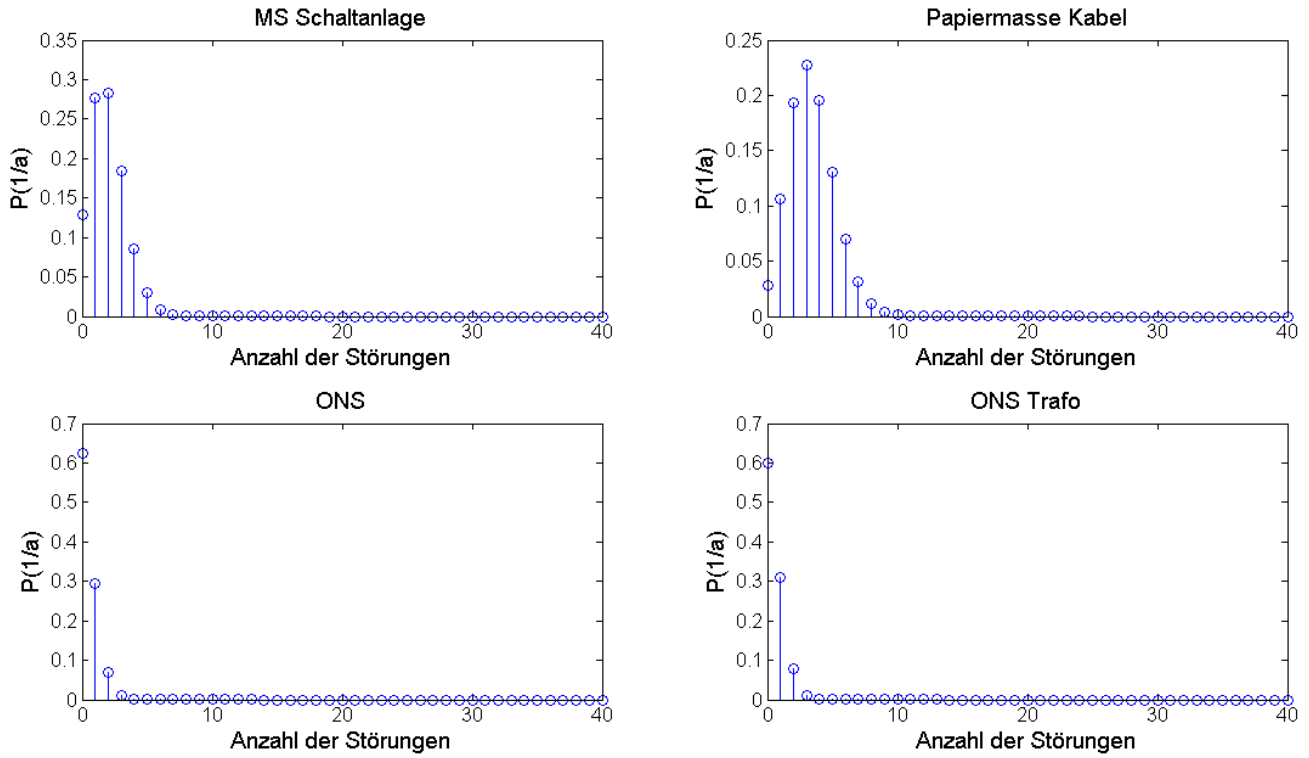


Abbildung 6.13.: Approximation von Störungshäufigkeitsverteilungen der Betriebsmittel in MS Netz

Wobei G_{ij} den Gesamtschaden darstellt, der an einen Betriebsmittel i durch den Schadenstyp j auftreten kann. $x_{n,ij}$ ist dabei die Höhe des Einzelschadens n . Eine äquivalente Darstellung ist auch:

$$G_{ij} = x_{1,ij} + x_{2,ij} + \dots + x_{N,ij} \quad (6.9)$$

Die Zusammensetzung der Einzelschäden x_{ij} wurde in den vorherigen Kapiteln diskutiert und erläutert. Hier soll eine Zusammenfassung wiedergegeben werden. Nach Gleichung 5.20 setzt sich die Höhe der Einzelschäden wie folgt zusammen:

$$x_{ij} = K_{Vr} + K_{Kd} + K_{Bm} \quad (6.10)$$

und

$$K_{Vr}(P_a, T_a) = P_a \cdot (k_p + T_a \cdot k_w)$$

$$K_{Kd}(M_{Kn}) = S \cdot M_{Kn}$$

$$K_{Bm}(K_{Mt}, K_{Pr}, K_{FL}, K_{Ent}) = K_{Mt} + K_{Pr} + K_{FL} + K_{Ent}$$

mit:	x_{ij}	Höhe des Einzelschadens
	K_{Vr}	versorgungsspezifische Kosten
	K_{Bm}	betriebsmittelspezifische Kosten
	K_{Kd}	kundenspezifische Kosten
	P_a	unterbrochene Leistung
	T_a	Dauer der Versorgungsunterbrechung
	M_{Kn}	Anzahl der Kunden am Lastknoten
	K_{Mt}	Materialkosten
	K_{Pr}	Personalkosten
	K_{FL}	Fremdleistungskosten
	K_{Ent}	Entsorgungskosten

6.3.3 Ableitung der Gesamtschadenverteilung (Transformationsprozedur)

Die Ableitung der Gesamtschadenverteilung aus den approximierten Verteilungen der Schadenshöhen und Schadenshäufigkeiten kann laut Kapitel 5.4 auf unterschiedliche Weise berechnet werden. Hier wird auf zwei Methoden zurückgegriffen, die wegen ihrer einfachen und effektiven Verfahrensweise für die anvisierte Fragestellung als besonders geeignet erscheinen. Dies sind die Monte-Carlo Simulation (MCS) und die analytische Berechnung mittels Fast Fourier Analyse (FFT).

Ableitung der Gesamtschadenverteilung mittels Monte-Carlo-Simulation

Aus Verteilungen der Einzelschadenshöhen und der Störungshäufigkeit werden durch Generierung der Zufallszahlen die künstlichen Stichproben für beide Variablen gezogen und nach den Vorschriften der Mapping Funktion miteinander kombiniert. Aus diesem Vorgehen resultieren die Stichproben für den Gesamtschaden, die in einer Verteilung dargestellt werden können. Auf die analytische Formulierung der Gesamtschadenverteilung wird dabei verzichtet, die simulierten Daten werden in einer pseudo-empirischen Verteilung präsentiert. Die Qualität der Ergebnisse hängt von der Varianz der Daten, von der Anzahl der Simulationen und von der zur Generierung der Zufallszahlen gewählten Methode ab. MATLAB bringt in der statistischen Toolbox einen Zufallszahlengenerator mit sich der unterschiedliche Verteilungen nachbilden kann. Hier wurde ein Verfahren angewandt der aus den gleichverteilten Zufallszahlen mittels inverser Verteilung die benötigte Zufallszahlen generiert. Näher ist die Verfahrensweise in [15] beschrieben. In der Abbildung 6.14 ist ein Schritt der Simulation mittels eines Ablaufdiagramms präsentiert. Hierbei wird entsprechend der approximierten parametrischen Verteilung mittels Zufallsgenerators die Zufallszahl für die Anzahl der Störungen gezogen und entsprechend dieser Störungszahl

die Schadenshöhen generiert. Die Summe der Schadenshöhen entspricht dem Gesamtschaden einer Periode, die als Realisierung des Monte-Carlos Schritts abgelegt wird.

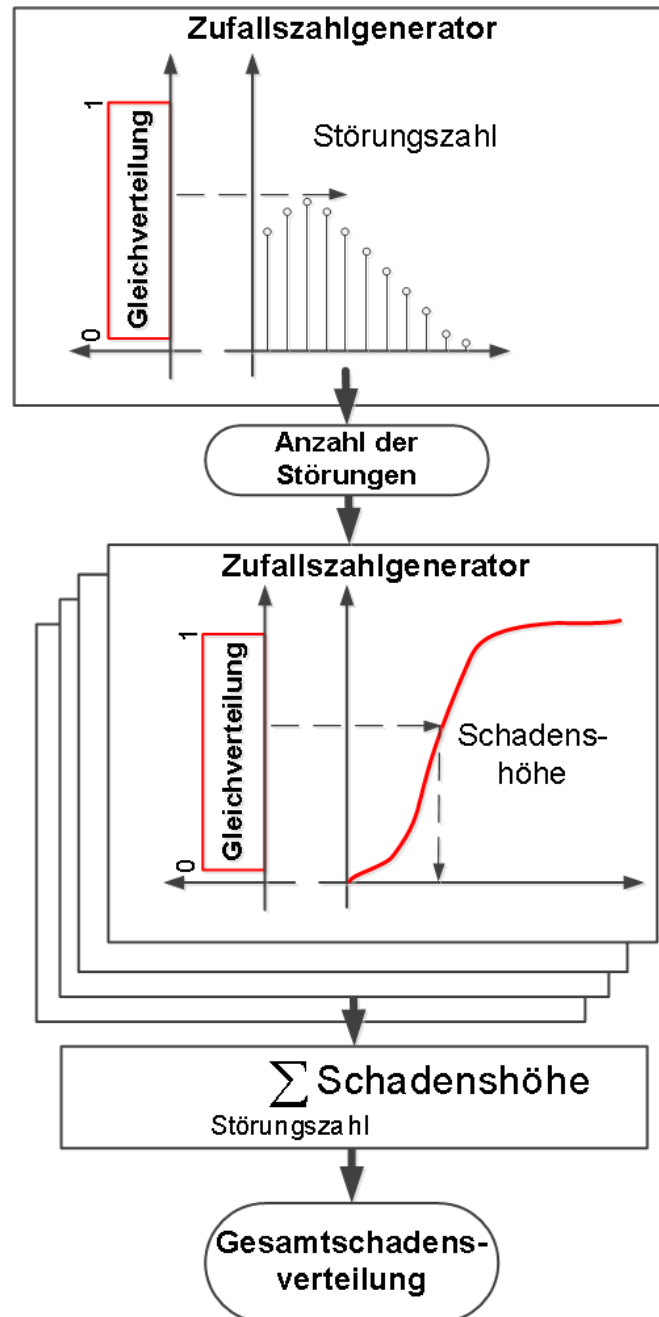


Abbildung 6.14.: Flussdiagramm der eingesetzten Monte-Carlo-Methode

Abhängig von der festgelegten Simulationszahl wird diese Vorgehensweise wiederholt bis eine auswertbare Verteilung für den Gesamtschaden entsteht.

VaR-Berechnung für papierisolierte Kabel nach Monte-Carlo:

Entsprechend dem beschriebenen Vorgehen stellen die Abbildungen 6.15 bis 6.17 zunächst die Ergebnisse der Approximation der Faktoren ausgefallene Leistung, Ausfalldauer und Reparaturkosten mit dem Kologorov-Smirnoff-Test dar. In der Abbildungen sind historischen Verteilungen

als Treppenfunktionen und die parametrischen Verteilungen als Approximationen dargestellt. Weiterhin sieht man hier die Angaben zu Güte der Approximation als Maximul-Likelihood-Werte und geschätzte Parameter der Verteilungen. Die Abbildung 6.18 zeigt die Approximation der Störungshäufigkeiten der Papiermasse-Kabel mit Binomialverteilung. Unter der Annahme des mittleren Alters der Papiermasse-Kabel von 45 Jahren im betrachteten Netz und der Kabellänge von 39 km, ergibt sich ein Erwartungswert von 3 Fehlern in den Kabeln mit der Wahrscheinlichkeit von 0,227. Dies ist der höchste Strahl der diskreten Verteilung in Abbildung 6.18.

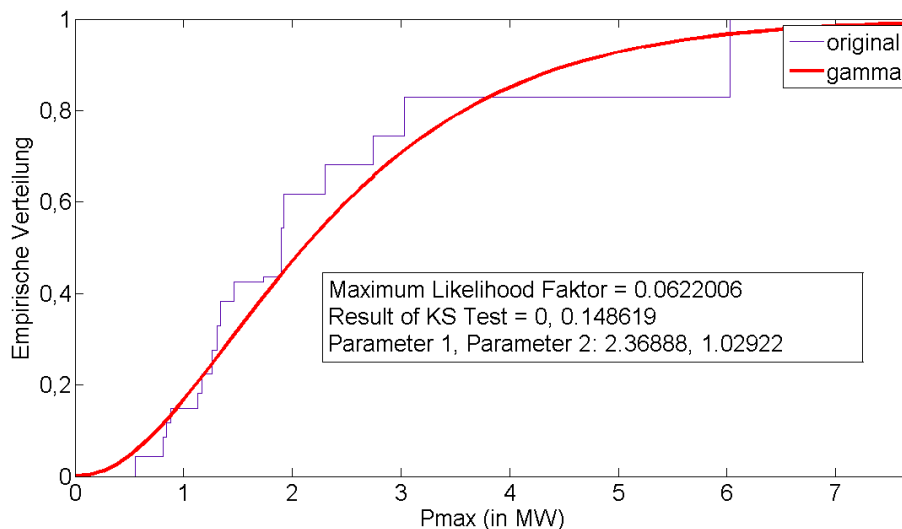


Abbildung 6.15.: Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für ausgefallenen Leistung der Kabel

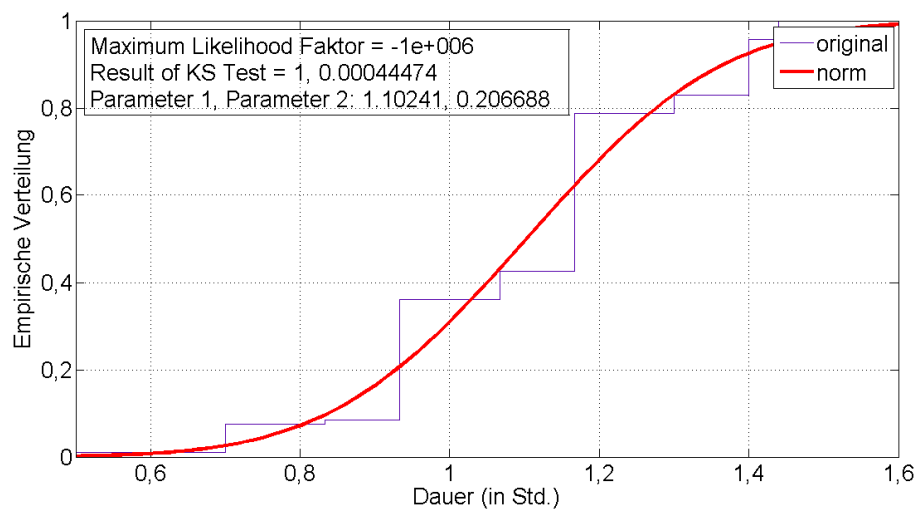


Abbildung 6.16.: Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Ausfalldauer der Kabel

In der Abbildung 6.19 sind die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit der Simulationszahl 100.000 präsentiert. Aus der entstandenen Monte-Carlo Stichprobe wird eine Verteilung aufgebaut.

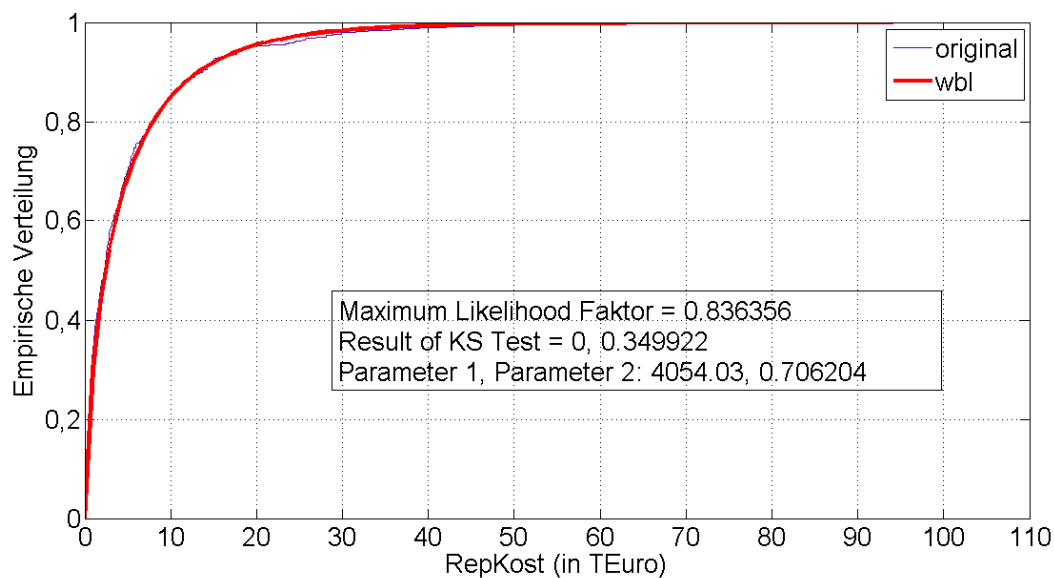


Abbildung 6.17.: Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Reparaturkosten der Kabel

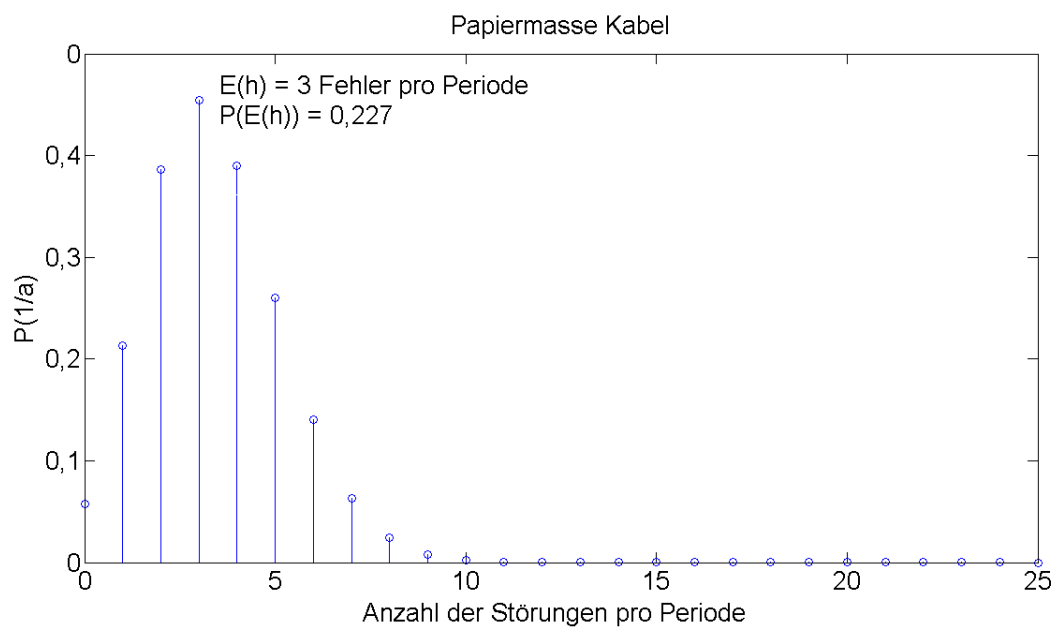


Abbildung 6.18.: Ergebnisse für die Approximation der Verteilungen für Schadenshäufigkeit der Kabel

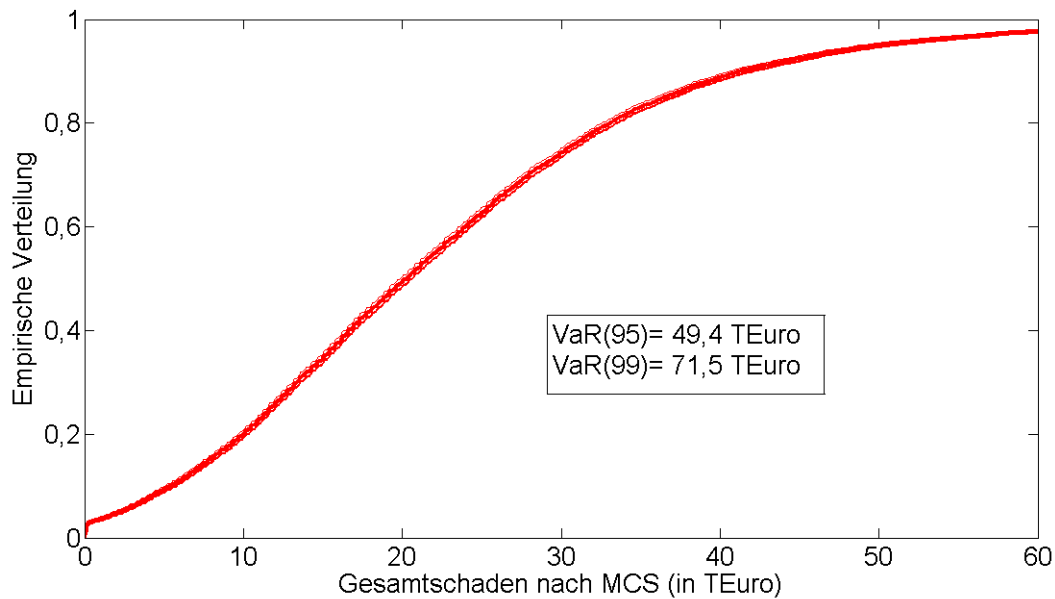


Abbildung 6.19.: Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation für Betriebsmittel Kabel

Die Abbildung 6.19 wird folgendermaßen interpretiert: unter der Annahme einer konstanten Verteilung der Risikoparameter über die betrachtete Periode wurden 95% (bzw. 99%) der Schäden in Summe über die Betrachtungsperiode einen Betrag von 49,4 TEuro (bzw. 71,5 TEuro) nicht übersteigen. Die Ergebnisse der Berechnung von VaR's nach dem Gesamtschadensverfahren mittels Monte-Carlo Simulation für betrachteten Betriebsmitteltypen sind in der Tabelle 6.7 präsentiert.

	VaR_{95} in TEuro	VaR_{99} in TEuro
Kabel	49,4	71,5
Schaltanlage	24,6	35,9
ONS (ohne Trafo)	26,4	37,2
ONS Trafo	22,7	30,7

Tabelle 6.7.: Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation für Betriebsmittel des Netzes nach Abb. 6.1.

Ableitung der Gesamtschadensverteilung mittels FFT

Im Unterschied zum Simulationsverfahren bietet die Faltung die Möglichkeit den Gesamtschaden auf eine analytische Art zu bestimmen. Werden die im Kapitel 5.4.2 beschriebenen Annahmen eingehalten, so kann für die Berechnung des Faltungsintegrals die Fast Fourier Transformation eingesetzt werden. Eine ausführlichere Beschreibung des Verfahrens kann z.B. bei Cooley in [24] nachgelesen werden. An dieser Stelle wird das Verfahren zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung nach Formel 5.32 eingesetzt und berechnet. In der Abbildung 6.20 ist der Berechnungsprozess visualisiert.

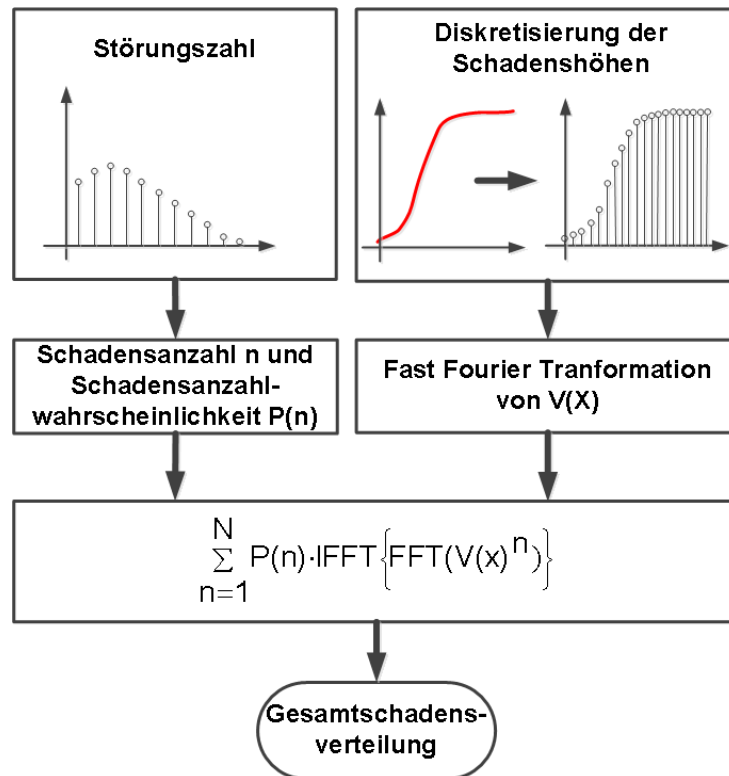


Abbildung 6.20.: Ablauf der analytischen Berechnung von Gesamtschadensverteilung mittels FFT

VaR-Berechnung für papierisolierte Kabel nach FFT:

Zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung mit Hilfe der FFT-Analyse werden im Vorfeld äquivalent zu MSC die Approximationsschritte nach den Abbildungen ?? und 6.18 durchgeführt.

Der Vorteil der Analyse ist, dass eine direkte Berechnung der Gesamtschadensverteilung aus den Einzelverteilungen der Schadenshöhe und Störungshäufigkeit durchgeführt werden kann. Aus diesem Grund kann die Berechnung viel schneller und genauer durchgeführt werden. Die zeitaufwendigen Simulationen sind nicht notwendig. Die Anwendung von Fast-Fourier-Analyse führt zu den, in der Abbildung 6.21 gezeigten Ergebnissen. Die VaR_{95} und VaR_{99} betragen also 44,4 TEuro und 50,4 TEuro.

Die Ergebnisse der Berechnung von Gesamtschaden mittels FFT für betrachtete Betriebsmitteltypen sind in der Tabelle 6.8 dargestellt.

	VaR_{95} in TEuro	VaR_{99} in TEuro
Kabel	44,4	50,4
Schaltanlage	32,5	38,8
ONS (ohne Trafo)	30,9	39,6
ONS Trafo	24,9	32,0

Tabelle 6.8.: Ergebnisse der Berechnung von FFT für Betriebsmittel des Netzes nach Abb. 6.1.

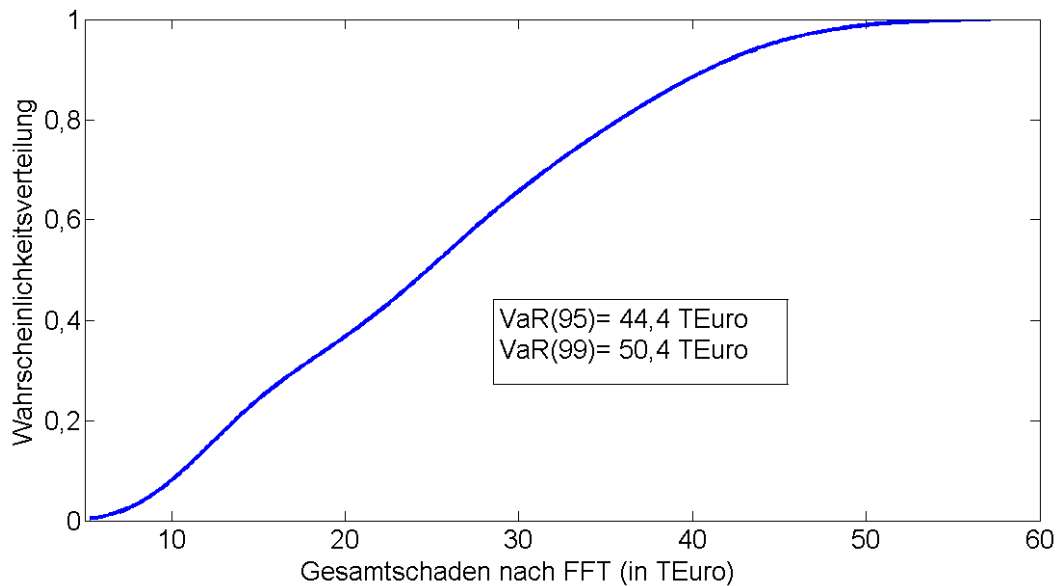


Abbildung 6.21.: Ergebnisse der FFT Berechnung für Betriebsmittel Kabel

6.4 Vergleich der Ergebnisse der beiden Verfahren

Stellt man die Ergebnisse der beiden Verfahren in einem Diagramm zusammen, werden die Ähnlichkeiten und die Unterschiede der Verfahren sichtbar. Bevor auf die einzelnen Ergebnisse eingegangen wird, ist anzumerken, dass die Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation stark von der Anzahl der Simulationen abhängen und mit einigen Schwankungen behaftet sind. So dass unter gleichen Bedingungen nacheinander durchgeführte Simulationen zwei Ergebnisse liefern, die sich je nach der Anzahl der Simulationen voneinander unterscheiden. Die Entscheidung über die Anzahl der Simulationen ist oft mit der Performance des jeweiligen Rechnerprozessors verknüpft.

Die in der Abbildung 6.22 präsentierte Ergebnisse zeigen den tendenziellen Ergebnisverteilung der Monte-Carlo Simulation und die Ergebnisse der FFT Analyse. Es fällt erstens der Unterschied der Ergebnisse im mittleren Bereich der Verteilung auf. Hier liefert die Monte-Carlo-Simulation tendenziell geringeren Wert als die FFT Analyse. Die Erklärung liegt in der Tatsache, dass durch die Bildung der Zufallsvariablen der jeweiligen Verteilungen für Schadenshöhe und Störungshäufigkeit der gesamte Definitionsbereich der beiden Verteilungen offen ist, die Ergebnisse liegen tendenziell zwischen 0 und dem höchsten Ergebnis der jeweiligen Simulation. Dies trifft bei der FFT Analyse nicht unbedingt zu, da durch den analytischen Ansatz der neue Definitionsbereich entsteht, d.h. die Werte können, müssen aber bei 0 anfangen. Dadurch wird eine geringere Streuung der FFT Analyse erklärt und umgekehrt eine höhere Streuung der Monte-Carlo Simulation. Zur Verifizierung der Ergebnisse wurde die Monte-Carlo Simulation mit unterschiedlicher Anzahl der Simulationen durchgeführt. Dafür wurde die die Anzahl der Simulationen bei Monte-Carlo sukzessiv erhöht und mit den Ergebnissen mit FFT-Analyse vergli-

chen. Die Abbildungen 6.23 und 6.24 stellen die Ergebnisse bildlich dar. Hier sieht man die vier Betriebsmitteltypen, die analysiert worden sind. Für die jeweilige Betriebsmittelgruppe wurden die FFT Berechnung durchgeführt (scharze Balken, links) und die Monte-Carlo-Simulationen mit 1000, 10000, 100000 Simulationsschritten durchgeführt. Die Ergebnisse stellen die Gesamtschadenskosten zum Konfidenzniveau von 97% Abbildung 6.23 und zum Konfidenzniveau von 99% dar.

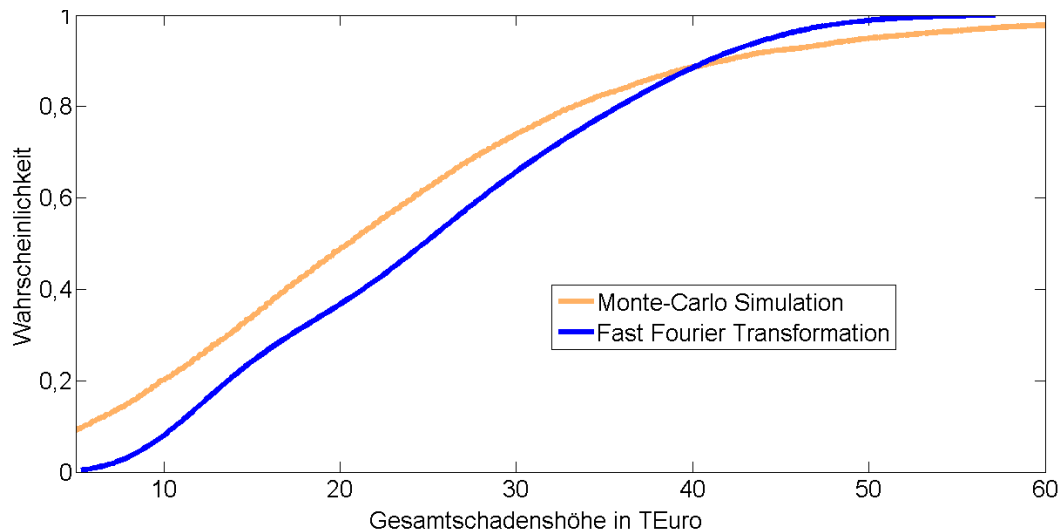


Abbildung 6.22.: Vergleich der Ergebnisse von Monte-Carlo Simulation und Fast Fourier Analyse

Die Ergebnisse des Vergleichs zeigen, dass mit der Erhöhung der Simulationszahl sich die VaR Zahlen den Ergebnissen der FFT-Analyse nähern. Die Aussage darüber, ob mit eine geringeren Anzahl der Simulationen eine generelle Unter- oder Überschätzung stattfindet, kann hier nicht getroffen werden. Die Konvergenz gegen Ergebnisse der FFT-Analyse ist dagegen eindeutig.

Aus den beiden Abbildungen kann eine zweite Feststellung gemacht werden. Die Schwankungen sind bei VaR_{99} größer als bei VaR_{95} was wiederum auf die Schwankungen der Monte-Carlo Simulation zurück geführt werden kann. Die Schwankungen können aber eindeutig durch die steigende Anzahl der Simulationen reduziert werden.

6.5 Sensitivitätsanalyse der Risikofaktoren

Das Ziel der Risikoanalyse sollte die Beantwortung der Frage sein, welche Risikofaktoren das Risiko eines Systems maßgeblich beeinflussen. VaR gibt zwar einen Anhaltspunkt für das Risiko, viel spannender wäre in diesem Zusammenhang die Frage nach der Sensitivität der Risikofaktoren. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse präsentiert. Werden die Sensitivitäten der Risikofaktoren mit den Instandsetzungsausgaben verglichen, ergibt sich ein aussagekräftiges Bild über das Risiko-Kosten-Verhältnis, aufgrund dessen eine optimale Instandhaltungsstrategie gefunden werden kann. Eine Entscheidungsfindung dieser Art ist in [88] ausführlich beschrieben. Hier wurde in einer vereinfachten Analyse eine Annahme

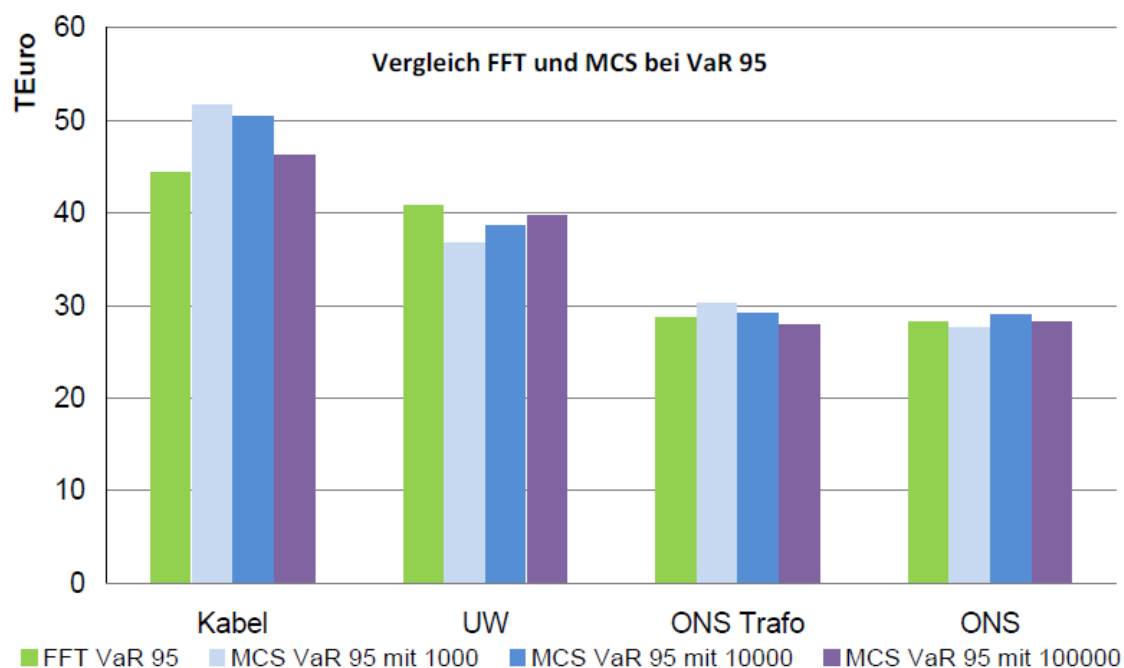


Abbildung 6.23.: Vergleich der FFT-Analyse mit Monte-Carlo Simulation anhand VaR_{95} .

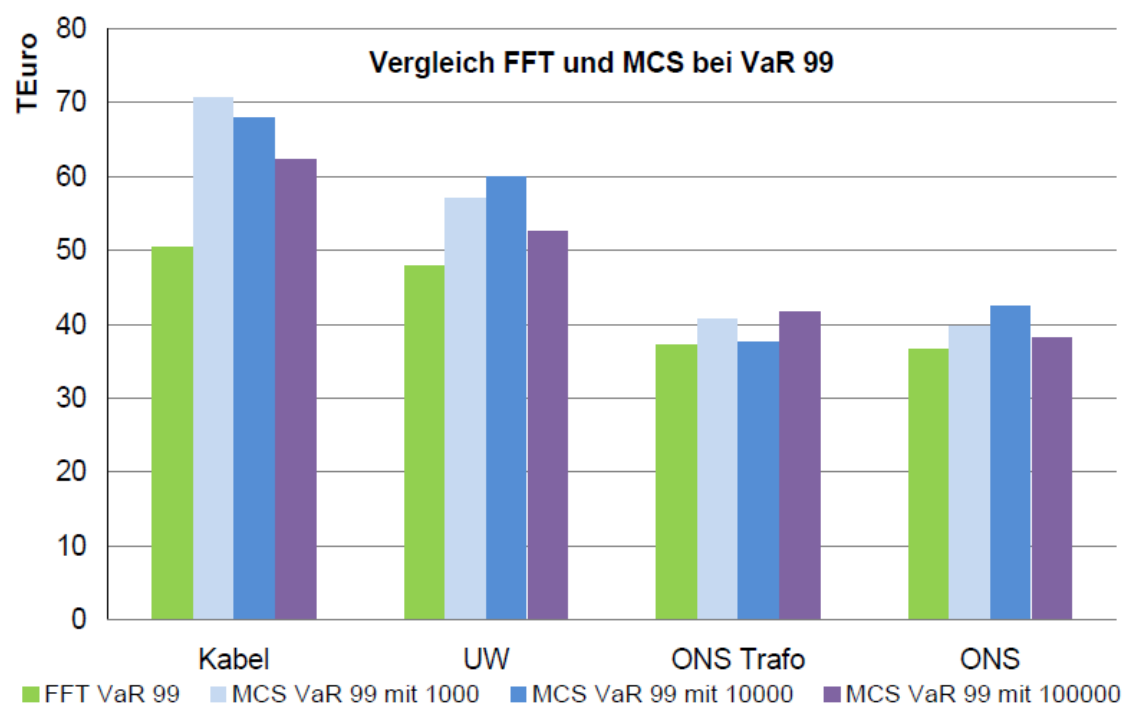


Abbildung 6.24.: Vergleich der FFT-Analyse mit Monte-Carlo Simulation anhand VaR_{99} .

getroffen dass die Fehlerrate der Betriebsmittel antiproportional der Instandhaltungsausgaben ist. In der Analyse wurde also das Optimum des Instandhaltungsinvestitionen in Bezug auf die Fehlerrate für die Leistungsschalter gesucht. Das Ergebniss in der Abbildung 6.25 dargestellten Funktionen für die Risikokosten als Value-at-Risk 95 (blau), die Instandhaltungsinvestitionen (grün) und die Summe aus beiden (rot). Die Summe der Risikokosten und der IH-Ausgaben ist hier als parabolähnliche Funktion dargestellt. Der Minimum der Summe legt somit das Optimum der IH-Ausgaben fest. Desweiteren wurde die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Schadenshöhe beeinflussenden Faktoren durchgeführt. Als Risikofaktoren wurden die Faktoren ausgewählt aus denen sich der Gesamtschaden zusammensetzt. Im Rahmen der vorliegenden Analyse sind folgende Faktoren betrachtet worden:

- Höhe der unterbrochenen Leistung
- Höhe der Reparaturkosten
- Höhe der Ausfalldauer

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurden Var_{95} Kennzahlen der Betriebsmitteltypen auf die Veränderung des jeweiligen Risikofaktors um 20%, 40%, 60%, 100%, 200% und 300% untersucht.

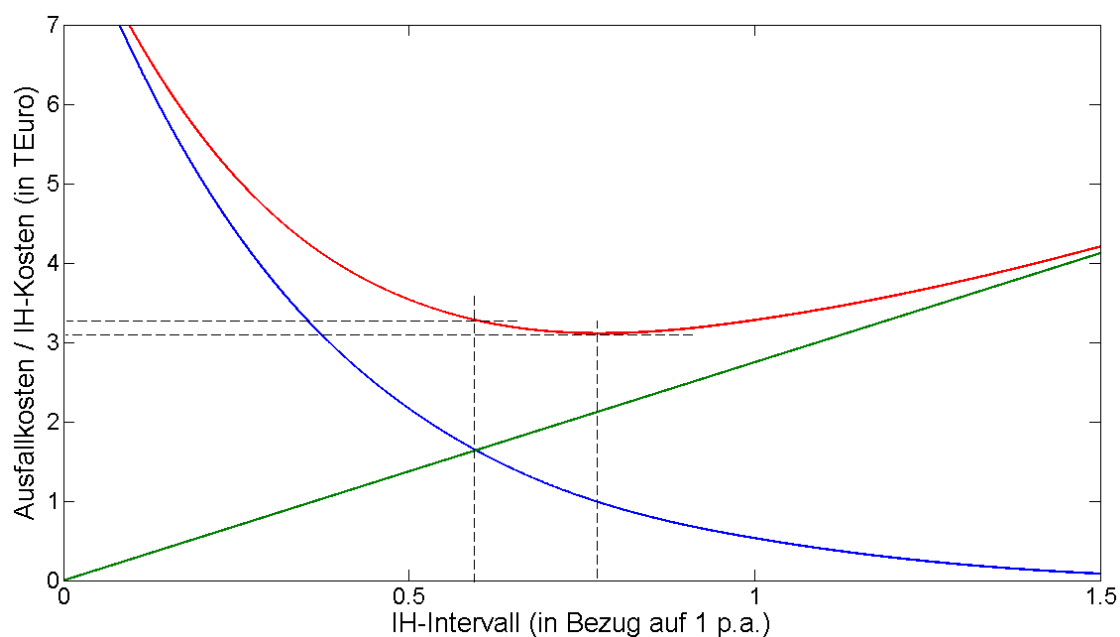


Abbildung 6.25.: Optimale Instandhaltungsausgaben in Bezug auf die Risikokosten bei VaR 95 am Beispiel des Leistungsschalters [88].

Die Ergebnisse der FFT-Analyse und Monte-Carlo Simulation für die untersuchten Betriebsmittel sind in den Abbildungen 6.26 und 6.27 dargestellt. Die Ergebnisse bei FFT und MCS sind vergleichbar und weisen auf die hohe Sensitivität bei Veränderungen von Reparaturkosten. Für die Sensitivitätsanalyse mittels FFT spricht hohe Performance und Genauigkeit des Verfahrens.

Die Durchführung der Sensitivitätsanalyse mittels Monte-Carlo setzt voraus, dass eine entsprechend hohe Anzahl der Simulationen durchgeführt wird, ansonsten sind die Schwankungen in den einzelnen Ergebnissen so groß, dass keine Ableitung der Sensitivitäten möglich ist.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die anderen Betriebsmitteltypen sind in den Abbildungen 6.28, 6.29 und 6.30 dargestellt. Man stellt eine hohe Sensitivität aller Betriebsmitteltypen gegenüber den Reparaturkosten fest. Zusätzlich stellt man die hohe Sensitivität der Betriebsmittel im Umspannwerk gegenüber der Ausfalldauer und etwas weniger gegenüber der ausgefallenen Leistung fest. Das Ergebnis scheint angesichts der hohen Leistungen die im Umspannwerk umgesetzt wird, offensichtlich.

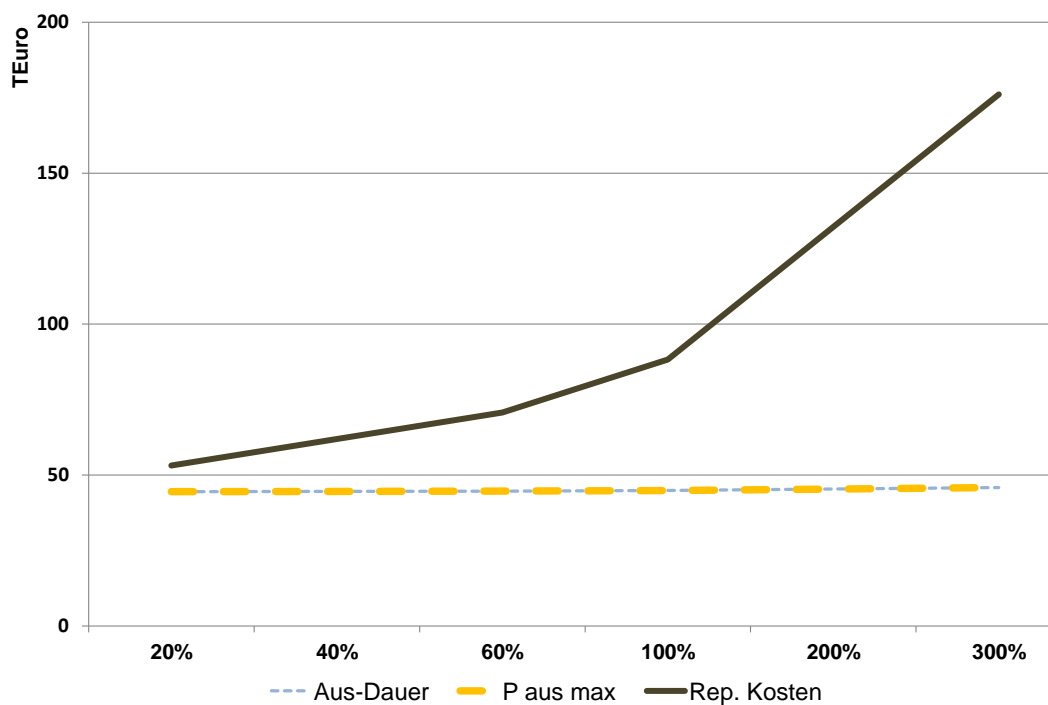


Abbildung 6.26.: Sensitivitätsanalyse papierisolierten Kabel mittels FFT der Risikofaktoren anhand von VaR_{95} .

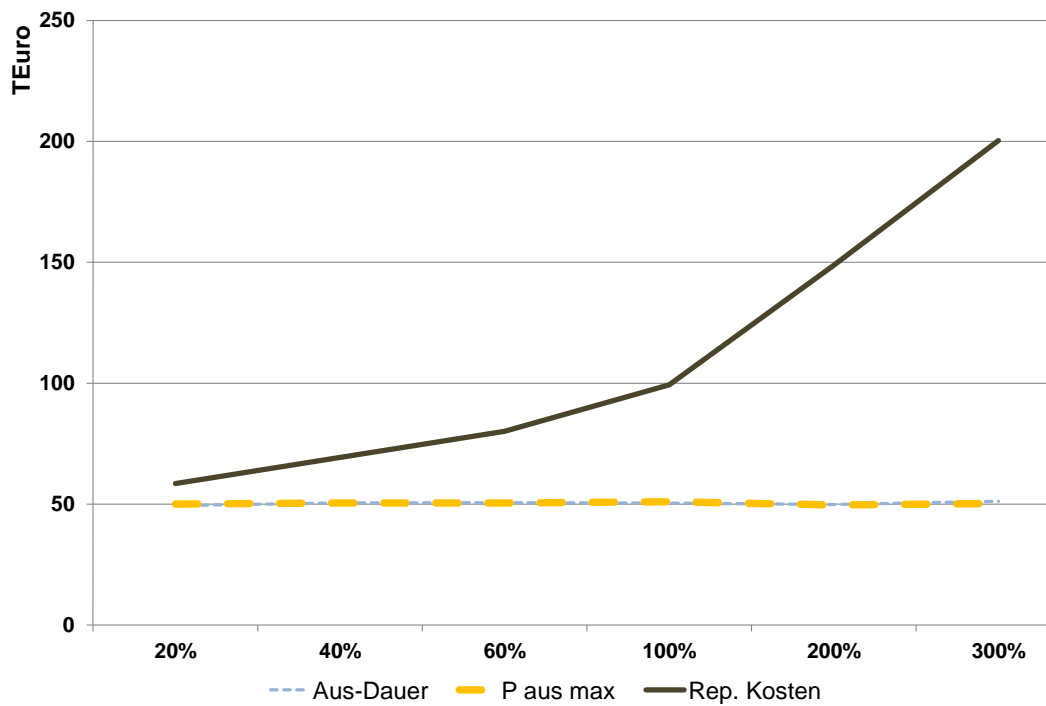


Abbildung 6.27.: Sensitivitätsanalyse papierisolierten Kabel mittels Monte-Carlo der Risikofaktoren anhand von Var_{95} .

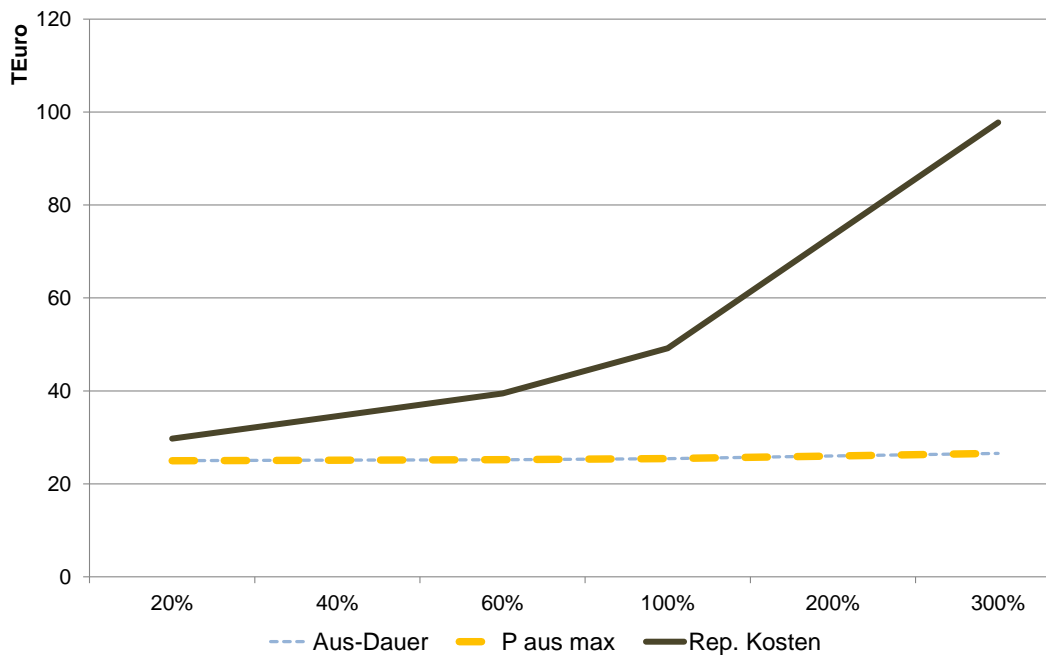


Abbildung 6.28.: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die ONS Transformatoren.

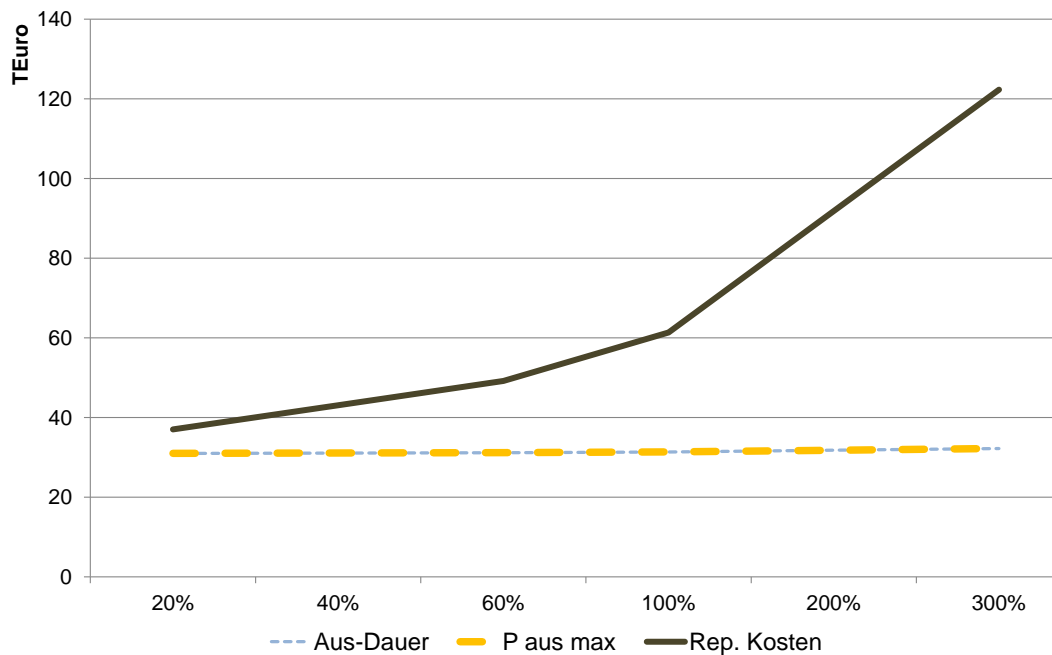


Abbildung 6.29.: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Ortsnetzstationen.

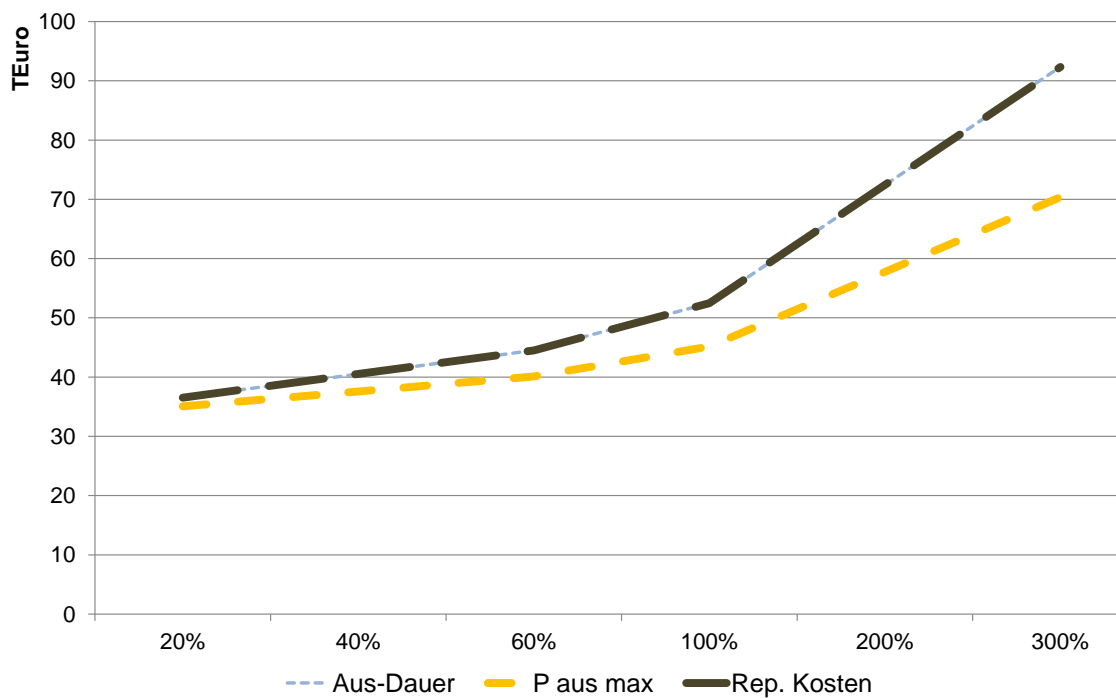


Abbildung 6.30.: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Leistungsschalter und Trennschalter im Umspannwerk.



7 Zusammenfassung und Ausblick auf weitere Forschungsschritte

Die zunehmende Bedeutung der Instandhaltung im Asset Management der Energieversorgungsnetze ist überwiegend durch den ansteigenden Kostendruck motiviert. Die Kostensenkungen allein führen nämlich unweigerlich zu ansteigenden Risiken. Zur langfristigen Sicherung der Kosteneffizienz gilt es daher stets zu untersuchen, zu welchen Auswirkungen eine Veränderung der Instandhaltungsstrategie in Bezug auf die Gesamtkosten führt. Das risikoorientierte Asset Management hat sich zur Aufgabe gemacht, die optimale Instandhaltungsstrategie durch die vorgelagerte Kosten-Risiko-Analyse zu finden. Das übergeordnete Ziel ist dabei eine kontrollierte Einsparung in Hinblick auf die Gesamtkosten. Unter den Gesamtkosten werden dabei sowohl die Investitionen als auch die Risikokosten verstanden. Voraussetzung für das nachhaltige Instandhaltungsmanagement ist ein Kennzahlensystem, das erstens betriebswirtschaftliche, soziologische und technische Aspekte des Betriebs von Energieversorgungsnetzen berücksichtigt. Zweitens eine angemessene Bewertung der Unsicherheiten bietet, die durch die Vielzahl der Betriebsmittel und geringen Automatisierungsgrad in den Mittelspannungsnetzen vorhanden sind.

Ein solches Kennzahlensystem basiert auf den internen und externen Informationen, so dass die Konsequenzen einer Entscheidung angemessen bewertet werden können. Das Finden und Implementieren eines solchen Instruments zur Risikobewertung war das Ziel der vorliegenden Arbeit.

Die Entwicklung der Risikobewertung fängt mit der ausführlichen Analyse der Ausgangssituation und der systematischen Anordnung dieser Aufgabe in die Prozesse des Asset Managements. Durch diese Anordnung wird der Wirkungskreis des Risikomanagements auf die operativen Risiken des Netzbetriebes eingeschränkt und somit eine klare Linie zwischen dem Verständnis des Risikomanagements nach KonTraG und operativen Risiken im Asset Management gezogen. Das dabei entwickelte Verfahren wird somit nicht als präventiv-passives Instrument des Managements eingesetzt, sondern spielt eine entscheidende Rolle bei der Suche nach dem Optimum und gehört somit zum aktiven Handwerkzeug des Asset Managements.

Weitere Herausforderung für die entwickelte Methode ist der Umgang mit unsicheren Informationen. Die inhärenten Unsicherheiten der Risikoanalyse werden durch die mageren Datenbestände verstärkt, so dass ein System entwickelt werden muss, das diese Unsicherheiten in die Ergebnisse zur Weiterverwertung einfließen lässt. Die klassischen Prognoseverfahren mit den Lageparametern der historischen Daten scheitern oft an dieser Aufgabe.

Das hier angewandte Instrument der Risikoanalyse geht auf die in der Finanzwirtschaft bekannten Methoden der Risikobewertung mit Hilfe von Value-at-Risk (VaR) zurück. VaR als Risikokennzahl gibt nicht nur eine Auskunft darüber, wo sich das Risiko befindet, sondern auch darüber um welchen Sicherheitsband es sich dabei handelt und erlaubt somit nicht nur eine Indizierung der Risikokosten sondern durch das Konfidenzintervall auch die Einschätzung des dahinter steckenden Risikopotenzials.

Oft spricht man im Zusammenhang mit VaR von der Ertragsgröße des Portfolios, an dem VaR gemessen wird. In diesem Zusammenhang ist ein Portfolio eine Sammlung von Investitionen, z. B. Aktien, Optionen, Rechte, Obligationen. Ein solches Portfolio, das über eine gewisse Zeitperiode gehalten wird, unterliegt den Marktveränderungen, die sich wiederum in einem Gewinn oder Verlust niederschlagen. Die Differenz zwischen dem Wert des Portfolios zur Anfangszeit und zum Zeitpunkt der Veräußerung ist eine Zufallsvariable. Es gelingt, mit der Annahme einer bestimmten Wahrscheinlichkeitsverteilung, die Werte der Zufallsvariablen mit einer erforderlichen Sicherheit anzugeben.

Im Unterschied dazu müssen im Zusammenhang mit operativen Risikokosten in Energieversorgungssystemen Betriebsmittel als Risikoobjekte betrachtet werden. Die Betriebsmittel werden hier von verschiedenen Risikofaktoren beeinflusst, die sich in Ausfallhäufigkeiten und Ausfallkonsequenzen ausdrücken lassen. Die Schwierigkeit dabei ist die unterschiedlichen Charakteristika der Risikofaktoren, die sich durch die stochastischen Verteilungen repräsentieren, in eine gemeinsame Verteilung des Gesamtschadens zu vereinen. Dabei geht das Verfahren zunächst von der getrennten Analyse der Schadenshöhe und Störungshäufigkeit aus und vereint zuletzt die beiden Betrachtungsweisen in einer Gesamtschadensverteilung.

Als Voraussetzung für die Risikobetrachtung mit Value at Risk wird die Zuverlässigkeitsanalyse des Systems vorausgesetzt. Die Zuverlässigkeitsanalyse gibt erste Hinweise auf die Schwachpunkte des Netzes aus technischer Sicht und bereitet die Eingangsvariablen für die Risikoanalyse sprich Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer und die Höhe der ausgefallenen Leistung. An diese Stelle werden in den klassischen Methoden der Risikoanalyse beide Faktoren zur Nichtverfügbarkeit an den Lastknoten und durch die Multiplikation mit der Dauer zur nicht gelieferten Energie komprimiert. Die Risikoanalyse mit Value-at-Risk unterscheidet sich hier von den klassischen Methoden. Die Analyse wird in drei Schritten durchgeführt. Die Mappingprozedur (Abbildungsprozedur) wird angewendet, um den absoluten Wert des Gesamtschadens zu ermitteln. Als Eingangsgrößen werden solche Einflussgrößen gesucht, die den Wert des Schadens maßgeblich beeinflussen und risikobehaftet sind. Ausfalldauer, ausgefallene Leistung und Ausfallhäufigkeit gehen an dieser Stelle in die Berechnung ein, um den finanziellen Schaden eines Ausfalls ausdrücken zu können. Die Risikofaktoren unterliegen einem stochastischen Prozess und werden durch Parameter der approximierten Verteilung charakterisiert. In der Inferenzprozedur (Deduktion) werden die statistischen Eigenschaften der Risikofaktoren analysiert. Als Ergebnis der Deduktion ergibt sich die Charakterisierung der Risikofaktoren im Hinblick auf die statistische

Verteilung. Im letzten Schritt der Analyse werden die Ergebnisse der beiden vorherigen Prozeduren in der Transformationsprozedur zu einer Gesamtschadensverteilung zusammengefasst. Hierbei werden die statistisch verteilten Risikofaktoren mit dem Sicherheitsintervall, der für die betrachtete Periode gültig ist, berücksichtigt. Aus der Gesamtschadensverteilung kann letztendlich Value-at-Risk als Quantil der Verteilung angegeben werden.

Zur Berechnung der Gesamtschadensverteilung aus einzelnen Verteilungen der Risikofaktoren werden zwei Methoden vorgeschlagen. Die Monte-Carlo Simulation geht von den aus der Inferenzprozedur gegebenen Verteilungen aus und erzeugt durch das zufällige Ziehen der einzelnen Werte für die Störungshäufigkeit und Einzelschadenshöhe eine neue Verteilung für den Gesamtschaden. Zum Schluss wird der gewünschte Value-at-Risk an dem festgelegten Konfidenzniveau abgelesen.

Das analytische Verfahren wendet das Faltungsintegral auf die Summe aus beiden stochastischen Größen und berechnet die Gesamtschadensverteilung. Dabei werden die Verteilungen nach der Fast Fourier Analyse transformiert und nach der Multiplikation zurücktransformiert. Das Ergebnis ist hier ebenfalls die Gesamtschadensverteilung, die auf dem analytischen Weg gewonnen wurde.

Beide Methoden weisen Vor- und Nachteile auf. So ist die Berechnung des Faltungsintegrals mittels Fast Fourier Analyse sehr sensitiv gegenüber Datenqualität und Verteilungsannahmen bei der Inferenzprozedur. Die Ergebnisse lassen sich aber sehr gut für die Sensitivitätsanalyse weiterverwenden und behalten durch den analytischen Ansatz ihre hohe Stabilität.

Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation sind durch die charakteristischen Schwankungen weniger für die Sensitivitätsanalyse geeignet. Die Stabilität kann nur auf Kosten der hohen Simulationsanzahl erreicht werden. Das Vorgehen ist aber sehr intuitiv und gut mittels Computeralgorithmus umsetzbar. Weiterhin ist die Methode relativ unempfindlich gegenüber Verteilungsannahmen und nach der erfolgten Approximation gegenüber Ausreißern im Datenbestand.

Der Nutzen der Gesamtschadensverteilung wird durch den Vergleich mit den herkömmlichen Methoden der Risikobewertung mittels Mittelwerte sichtbar. Durch die Angabe des Konfidenzintervalls steigt der Gesamtschaden bei der Betrachtung der einzelnen Betriebsmitteltypen auf den Wert, der unter der Annahme, dass es sich um mehrere Ausprägungen dieses Typen in einem Netz handelt, der Mittelwert der Einzelschäden um das mehrfache übersteigt.

Die Anwendung der entwickelten Methodik setzt aber hohe Ansprüche auf die Datenqualität. So müssen die entsprechenden Stichproben ursachengerecht und wirkungsabhängig erfasst werden, um die Konsequenzen der Risikominimierungsmaßnahmen abbilden zu können. Dies setzt voraus, dass es weiterführende Arbeiten sowohl zur Gruppierung als auch zur Aufbereitung der Daten durchgeführt werden, die dann die Instandhaltungsaktivitäten und Betriebsmittelhistorie ursachengerecht dokumentieren.

Eine weitere Entwicklungsrichtung wird durch die unterschiedliche Betrachtungsweise bei der Betrachtung der Störungskonsequenzen in den Transport- und Verteilungsnetzen vorgege-

ben. Der Schwerpunkt der Risikoanalyse in den Verteilungsnetzen ist die sichere Versorgung einzelner Lastknoten eines Netzes. Die nicht gelieferte Energie oder die Anzahl unterbrochener Verbraucher sind die Ansatzpunkte zur Einschätzung der Qualität der Versorgung und hiermit die Anfangsmaße für die Einschätzung des Ausfallrisikos. Durch die Hohe Redundanz der Transportnetzsysteme wirken sich die meisten Betriebsmittelstörungen nicht direkt auf die Versorgungsqualität bei den Endverbrauchern. Die Herausforderung dabei ist richtige Meßgrößen für die Einschätzung der Konsequenzen aus den Betriebsmittelstörungen zu finden und stochastisch abzubilden. Der Betrag der Leistungsreduzierung würde hier einen möglichen Ansatz zu Quantifizierung geben. Auch hier bleibt die Forderung nach der entsprechenden Qualität der Datenerfassung erhalten und bietet einen breiten Front an Forschungsmöglichkeiten an.

Literaturverzeichnis

- [1] ANGELSEN, S. ; JOHANSSON, M. ; POLLOCK, A. ; VAGE, G.: RIMAP (Risk based inspection and maintenance for European industries) - The European approach. web: <http://research.dnv.com/rimap/>, Version: Januar 2011 (2011), Januar. <http://research.dnv.com/rimap/>
- [2] BALZER, G.: Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung. Heft 1/2, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg. (2002), S. 1
- [3] BALZER, G.: Asset Management von elektrischen Energieversorgungsunternehmen. 30, Zeitschrift für Energiewirtschaft (2006), S. 43 – 56
- [4] BALZER, G.: Vorlesungsunterlagen zur Vorlesung "Energieversorgung II". TU-Darmstadt, SS10 (2010)
- [5] BALZER, G. ; AMMANN, M. ; RINALDI, M. ; TABARA, D. ; COTT, G. ; MATHIS, M.: Rechnergestützte Bewertung von Hochspannungsfreileitungen. Jg. 100, Bulletin SEV/VSE (2009), S. S. 13–17
- [6] BALZER, G. ; BENZ, T. ; SCHORN, C. ; SPITZER, H.: Asset Management in Energieversorgungsunternehmen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Sonderdruck 55. Jg. (2005) Heft 8 (2005)
- [7] BALZER, G. ; MONTEBAUER, A. ; OSTERHOLT, A.: Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung am Beispiel eines regionalen Netzbetreibers. Beitrag im Rahmen der ETG Fachtagung: Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, Mannheim (2003)
- [8] BALZER, G. ; SCHORN, C.: Risk-Assessment von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung. Heft 10, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54 (2004), S. Seite 674–678
- [9] BALZER, G. ; STRNAD, A. ; SCHMITT, O.: Maintenance Strategy (RCM) for HV Equipment and MV Substations. H. 4.2, Mat Post 99, Lyon 18./19. (Nov. 1999)
- [10] BARTLETT, S.: Asset Management in a de-regulated environment. CIGRE 39 (2002), S. 100–200
- [11] BASEL: Internationale Konvergenz der Kapitalmessung und Eigenkapitalanforderungen, Baseler Ausschuss für Bankenaufsicht, BASEL II. (2004)
- [12] BCP: NEPLAN User's Guide V5, "NEPLAN Maintenance", Busarello + Cott + Partner and AG.
- [13] BEN-DAYA, M. ; DUFFUAA, S. ; RAOUF, A. ; KNEZEVIC, J. ; AIT-KADI, D.: Handbook of Maintenance Management and Engineering. Springer (2009)
- [14] BERTRAM, Jürgen: Numerische Berechnung von Gesamtschadenverteilungen. 15, Blätter der DGVFM (1981), 175-194. <http://dx.doi.org/10.1007/BF02856541>. – ISSN 1864–0281. – 10.1007/BF02856541

-
- [15] BILLINTON, R. ; LI, W: Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods. Plenum Press, New York (1994)
- [16] BLÄSIG, B.: Risikomanagement in der Stromerzeugungs- und Handelsplanung. RWTH Aachen, Dissertation (2007)
- [17] BRETZKE, W.-R.: Der Problembezug von Entscheidungsmodellen. J.C.B. Mohr (Paul Siebeck) (1980)
- [18] BUNDESDRUCKSACHE: TA-Projekt: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung, Drucksache 17/5672, Ausschluss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18 Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung. (2011)
- [19] BUNDESNETZAGENTUR: Dokument von 30.06.2006, Bericht zur Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG. (2006)
- [20] CAPGEMINI: Operationale Risiken bei Kreditinstituten - Trends and Best Practice, Bericht, Cap Gemini Ernst & Young, Berlin. (2004)
- [21] CARHART, R.R.: A Survey of the Current Status of the Reliability Problem. Rand Corp. Res. Mem. RM-1131 (1953)
- [22] CASTEREN, v.J.: Optimierung von Energieverteilungsnetzen. Heft 6, ETZ (2000), S. 72 – 75
- [23] CIGRE: Asset Management of Transmission Systems and associated Cigre Activities, CIGRE WG C1.1. (2006), Nr. 1. – n.e.
- [24] COOLEY, James W. ; TUKEY, John W: An algorithm for the machine calculation of complex Fourier series. 19, Math. Comput. 19 (1965), S. S. 297–301
- [25] DIEHL, H.: Strategiefokussiertes Instandhaltungsmanagement. 9, Getränkeindustrie (2009), S. 114 – 117
- [26] DIN: Grundlagen der Instandhaltung, DIN 31051. (2003)
- [27] DIN: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, DIN EN 50160. (2007)
- [28] DINKELBACH, W. ; KLEIN, A.: Vom Value at Risk zum Conditional Value at Risk. Betriebswirtschaftslehre und betriebliche Praxis, Festschrift für Horst Seelbach zum 65. Geburtstag, Gabler, Wiesbaden (2003)
- [29] DOMSCHE, W ; A., Scholl: Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre - Eine Einführung aus entscheidungsorientierter Sicht. Springer-Verlag (2005)
- [30] DRESCHER, D.: Rechnergestützte Bewertung von Betriebsmitteln für die Instandhaltungsstrategien. TU-Darmstadt, Disseration (2004)

-
- [31] DULLER, C.: Einführung in die Statistik mit EXCEL und SPSS. 2. Auflage, Physika Verlag (2007)
- [32] E-BRIDGE: 4. Referenzbericht Anreizregulierung Konzept einer Qualitätsregulierung. (2006)
- [33] ESREDA: EIREDA European Industry Reliability Data Handbook, C.E.C.-J.R.C./ICEI 21020 ISPRA (Varese) Italy, EDF-DER/SPT 93206 Saint Denis (Paris) France. (1991)
- [34] FARNY, D.: Versicherungsbetriebslehre. Karlsruhe (2003)
- [35] FGH: Asset Management von Verteilungsnetzen Komponentenverhalten und Analyse des Kostenrisikos, Forschungsbericht, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (2006)
- [36] FNN: Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2008 - Forschungsbericht, FNN Forum der Netztechnik / Netzbetrieb in VDE. (2008)
- [37] FNN: Störungs - und Verfügbarkeitsstatistik -Berichtsjahr 2010 - Anleitung, Ausgabe 6, FNN Forum der Netztechnik / Netzbetrieb in VDE. (2010), Januar
- [38] GASSMANN, O. ; KOBE, C.: Management von Innovation und Risiko: Quantensprünge in der Entwicklung erfolgreich managen. Springer (2006)
- [39] GEBLER, H.: Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze. TU-Darmstadt, Dissertation (1981)
- [40] HAEHLING, vL, Ch. ; WRIGHT, D.: The Distribution of Aggregate Claims. Band12, Heft 1, BDGV (1975), S. 21 – 30
- [41] HALLER, S. ; SCHÄFFLER, S: Risikobasiertes Asset Management: Bewertung und Weiterentwicklung von Instandhaltungsstrategien. Heft 12, EW (2007), S. 64 – 67
- [42] HARTUNG, J. ; ELPERT, B. ; KLÖSENER, K.-H.: Statistik. 14. Auflage, R.Oldenbourg Verlag München Wien (2005)
- [43] HARTUNG, J. ; ELPERT, B. ; KLÖSENER, K.-H.: Statistik, Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik. R.Oldenbourg Verlag München (2009)
- [44] HECKMAN, Ph.E. ; MEYER, G.G.: The calculation of aggregate loss distributions from claim severity and claim count distributions. PCAS, Vol. 70 (1983), S. 22–61
- [45] HEHN, E.: Asset Management in Kipatlanlagen- und Versicherungsgesellschaften. Gabler (2002)
- [46] HEIKE, H.-D. ; TARCOEA, C.: Grundlagen der Statistik und Wahrscheinlichkeitsrechnung. R.Oldenbourg Verlag (2000)
- [47] HEUCK, K. ; DETTMANN, K.-D.: Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Auflage 6, Vieweg (2005)

-
- [48] HÖLSCHER, R.: Von der Versicherung zur integrativen Risikobewältigung. in Herausforderung Risikomanagement. Identifikation, Bewertung und Steuerung industrieller Risiken, Gabler, Wiesbaden (2002)
- [49] HOLTON, G.A.: Value-At-Risk Theory and Practice. Academic Press (2003)
- [50] HORSCH, A. ; SCHULTE, M.: Wertorientierte Banksteuerung II: Risikomanagement. Frankfurt School Verlag (2002)
- [51] HUNGENBERG, H. ; WULF, T: Grundlagen der Unternehmensführung. Springer Verlag, 3., aktualisierte Auflage, (2007 Berlin)
- [52] HYPOVEREINSBANK: Geschäftsbericht 2004, Bayrische Hypo- und Vereinsbank AG. (2005)
- [53] JENDRUSCHEWITZ, B.: Value at Risk: Ein Ansatz zum Management von Marktrisiken in Banken. 3 Auflage, Bankakademie-Verlag GmbH, Frankfurt am Main (2003)
- [54] JORDAN, U. ; UNDERBRING, A. ; OSTERHOLT, A. ; MAXIMINI, M.: Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung: Risikoanalyse in Verteilnetzen. Heft 24, EW (2004), S. Seite 60 – 64
- [55] JORION, P: Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk. IRWIN (1997)
- [56] JÜRGENS, I.: Langfristoptimierung für das risikoorientierte Asset Management von elektrischen Energieversorgungssystemen. TU-Dortmund, Dissertation (2007)
- [57] KAUER, A. R.and J. R.and Jovanovic ; ANGELSEN, S. ; VAGE, G.: Risk-Informed Plant Asset Management - RIMAP - The European Approach. web: <http://research.dnv.com/rimap/> (2004)
- [58] KEILHOFER, P. ; KAUER, R.: Prüffristenflexibilisierung - ein Grundbaustein moderner Instandhaltungsstrategien. Auflage 2, Erdöl, Erdgas Kohle 121 (2005)
- [59] KRECKEL, T: Value-at-Risk im Asset Management, eine beispielhafte Anwendung an einem Verteilungsnetz. Studienarbeit Nr. 560, FB18, TU-Darmstadt (2008)
- [60] KREITSCH, D.: Risikomanagement. Schäffer- Poeschel, Stuttgart (2002)
- [61] KREMERS, M: Risikoübernahme in Industrieunternehmen: Der Value-at-Risk als Steuerungsgröße für das industrielle Risikomanagement, dargestellt am Beispiel des Investitionsrisikos. Schriftenreihe Finanzmanagement, Verlag Wissenschaft & Praxis (2002)
- [62] KREYSZIG, E.: Statistische Methoden und ihre Anwendungen. 2 Auflage, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen (1967)
- [63] LACKNER, J.: Zuverlässigkeitoptimierung elektrischen Mittelspannungsnetze,. Diplomarbeit, Technische Universität Graz (2002)
- [64] LAUX, H.: Entscheidungstheorie. 7. Auflage, Springer (2007)
- [65] LEHN, J. ; WEGMANN, H.: Einführung in die Statistik. Auflage 5, Teubner (2006)

-
- [66] LI, W.: Risk Assessment of Power Systems. IEEE Press Series on power engineering (2005)
- [67] MAIER, K.M.: Risikomanagement in Immobilien und Finanzwesen. Frankfurt am Main (2004)
- [68] McCALLEY, J. ; VOORHIS, T. ; JIANG, Y. ; MELIOPOULOS, A.P: Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment. Final Project Report, Power Systems Engineering Research Center, Publication 03-26, Iowa State University (2003), S. 1
- [69] MEEKER, W.Q. ; ESCOBAR, L.A: Statistical Methods for Reliability Data. John Wiley & Sons (1998)
- [70] MOMBAUER, W.: Flicker in Stromversorgungsnetzen: Messung, Berechnung, Kompensation, Erläuterung zu den Europäischen Normen und VDEW-Richtlinien sowie DIN EN 50160: 200-03. VDE-Verlag (2005)
- [71] NEUMANN, U.: Integrierte Instandhaltungsplanung für elektrische Energieübertragungssysteme. VDI-Forschungsberichte, VDI-Verlag, Düsseldorf, Reihe 21, Nr. 249 (1998)
- [72] NEUMANN, U. ; BORCHERT, A. ; SCHMITT, O. ; BALZER, G.: Zustands- und wichtigkeitsorientierte Instandhaltung und Erneuerung von Hochspannungsschaltanlagen mit Datenbankunterstützung. ETG Fachbericht 97: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, VDE-Verlag, Berlin und Offenbach (2004), S. 1
- [73] NGUYEN, M.-T.: Quantifizierung von Operationalen Risiko. Folien Vortrag im Rahmen der Reihe: Basel II - Anwendungen in der Praxis, Karlsruhe (2004). <http://risk.wiwi.uni-karlsruhe.de/themen/basel-II>
- [74] OECD: Infrastructure to 2030, OECD Organization of Economic Cooperation and Development. (2006), S. S. 29
- [75] OSZTERMAYER, J.: Zustandsabhängiges, risikobasiertes Asset Management in der Energieversorgung. Universität Stuttgart, Dissertation (2007). – Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Dr.h.c. K. Feser, 1 Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. G. Balzer, 2. Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen
- [76] PANJER, H.H.: Operational Risk, Modeling Analytics. John Wiley & Sons (2006)
- [77] PINNELLS, J. R. ; PINNELLS, E.: Risikomanagement in Projekten - internationale Wagnisse identifizieren und minimieren. Gabler (2007)
- [78] RÜCKVERSICHERUNGSGESELLSCHAFT: Risikostatistik in der Sachversicherung, Münchener Rückversicherungsgesellschaft. (1984)
- [79] RINNE, H.: Taschenbuch der Statistik. Harri Deutsch Verlag (1997)
- [80] ROLFES, B ; KIRMSSE, S.: Risikomanagement in Banken. Hsgr.: Dörner, D. und Horvath,P und Kagermann, H.: Praxis der Risikomanagements, Stuttgart (2000)
- [81] ROMMELFANGER, H. ; HAAS, M.: Mathematisch-statistische Verfahren des Risikomanagements. Folien zur Vorlesung im SS 2004. Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, Goethe-Universität Frankfurt am Main (2004)

-
- [82] RYLL, F. ; FREUND, C.: Grundlagen der Instandhaltung. 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin (Hsgr. Schenk, M.) (2010)
- [83] SACHS, L. ; HEDDERICH, J.: Angewandte Statistik: Methodensammlung mit R. Springer (2006)
- [84] SCHILLER, B. ; TYTKO, D.: Risikomanagement in Kreditgeschäft: Grundlagen, neuer Entwicklungen und Anwendungsbeispiele,. Schäffer-Poeschel Verlag , Stuttgart (2001)
- [85] SCHNEIDER, A. ; GAUL, A. ; NEUMANN, C. ; HOGRAFER, J. ; WELLSSOW, W. ; SCHWAN, M. ; SCHNETTLER, A.: Asset Management Techniques. 15th Power Systems Comutation Conference, Liege (2005)
- [86] SCHRÖDER, W.: Ganzheitliches Instandhaltungsmanagement. Gabler Verlag, 1 Auflage (2010 Wiesbaden)
- [87] SCHREINER, A. ; BALZER, G. ; PRECHT, A.: Risk Sensitivity of Failure Rate and Maintenance Expenditure: Application of VaR Metrics in Risk Management. 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) in Singapore (2010)
- [88] SCHREINER, A. ; BALZER, G. ; PRECHT, A.: Risk Sensitivity of Failure Rate and Maintenance Expenditure: Application of VaR Metrics in Risk Management. The 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference; Valletta, Malta; 25.-28. April (2010)
- [89] SCHREINER, A. ; BALZER, G. ; PRECHT, A. ; SCHORN, C.: Value at Risk (VaR) als Risikobewertungsinstrument im Asset Management der Energieversorgungssysteme. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58, Heft 1 und 2 (2008), S. S.62 – 67
- [90] SCHREINER, W. ; RIEDER, T. ; HASLAUER, F. ; WAGNER, O. ; HEINZ, F.: Risiko-orientiertes Anlagemanagement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 52 Heft 11 (2002), S. 776 – 779
- [91] SCHRÖTER, K.J.: Verfahren zur Approximation der Gesamtschadensverteilung, Systematisierung, Techniken und Vergleiche. In: *Band 1 Karlsruher Reihe, Beiträge zur Versicherungswissenschaft* (Hrsg. Hipp,C.) (1995)
- [92] SCHWAB, A.J.: Elektroenergiesysteme. In: 2. Auflage Springer Verlag (2009)
- [93] SCHWAN, M. ; WELLSSOW, W. ; SCHNETTLER, A. ; ZICKLER, U. ; ROTH, M. ; SCHNEIDER, A.: Risk-based Asset Management for Substations in Distribution Networks Considering Component Reliability,. Cigre (2006), S. Paper B3–104
- [94] SOBEK, L.-H.: Risikobasierte Strategie für das Asset-Management von Verteilungsnetzen,. Uni Dortmund, Dissertation (2006)
- [95] STEINHOFF, C.: Quantifizierung operationeller Risiken in Kreditinstituten. Universität Göttingen, Dissertation (2008)
- [96] STÜRMER, J.: Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie in Verteilungsnetzen. Universität Dortmund, Dissertation (2001)

-
- [97] STURM, F.A.: Wissen basierte Betriebsführung und Instandhaltung. VGB PowerTech "Kraftwerkstechnik", Essen (2001)
- [98] TÜV: Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry (RIMAP), TÜV Austria. (2011), Januar. <http://www.tuv-akademie.at>
- [99] VDN: VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Forschungsbericht, VDN e.V. beim VDEW. (2006)
- [100] v.FINCKELSTEIN, K. ; LEHN, J ; SCHELLHAAS, H ; WEGMANN, H.: Arbeitsbuch Mathematik für Ingenieure Band II: Differentialgleichungen, Funktionstheorie, Numerik und Statistik. Teubner (2006)
- [101] WELLSSOW, W.: Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsanalyse in der Netzplanung. TU-Darmstadt, Dissertation (1986)
- [102] WELLSSOW, W.-H. ; SCHNEIDER, A. ; KAISER, M. ; SCHNETTLER, A. ; SCHWAN, M. ; WECK, K.-H.: Balanceakt um Kosteneffizienz und Versorgungsqualität: Risikoorientiertes Asset Management von Verteilungsnetzen. In: *BWK* Heft 1 (2004), S. Seite 47
- [103] WOLKE, T.: Risikomanagement. Oldenbourg Wissenschaftsverlag (2008)
- [104] WOLSING, M.: Einsetzbarkeit von Risikobewertungsverfahren des Finanz- und Versicherungssektors bei der Instandhaltung von Übertragungsnetzen. Studienarbeit, TU-Darmstadt, (2005), September



A Anhang

A.1 Ergebnisse für betrachteten Betriebsmittel

A.1.1 Berechnungsergebnisse für Umspannwerk:

Folgende Schadenskosten beziehen sich auf die Betriebsmittel im Umspannwerk (Leistungsschalter, Trennschalter abgangseitig, Trennschalter sammelschienenseitig)

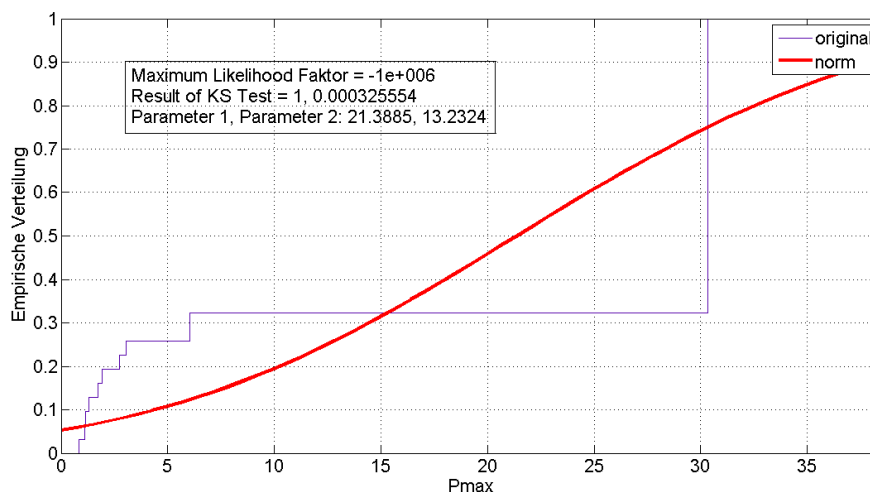


Abbildung A.1.: Approximation der maximaler Ausfallleistung

Störungshäufigkeit im Umspannwerk abhängig von Ausfallraten der Betriebsmittel (Leistungsschalter, Trennschalter abgangseitig, Trennschalter sammelschienenseitig):

Ergebnisse der Gesamtschadenskostenberechnung mit VaR_{95} und VaR_{99} :

A.1.2 Berechnungsergebnisse für ONS Transformator

Folgende Schadenskosten beziehen sich auf die Transformatoren in den Ortsnetzstationen

Störungshäufigkeit der Transformatoren in den Ortsnetzstationen:

Ergebnisse der Gesamtschadenskostenberechnung mit VaR_{95} und VaR_{99} :

A.1.3 Berechnungsergebnisse für Ortsnetzstationen:

Folgende Schadenskosten beziehen sich auf die Betriebsmittel in den Ortsnetzstation (Gebäude, Schutzrichtungen u.s.w)

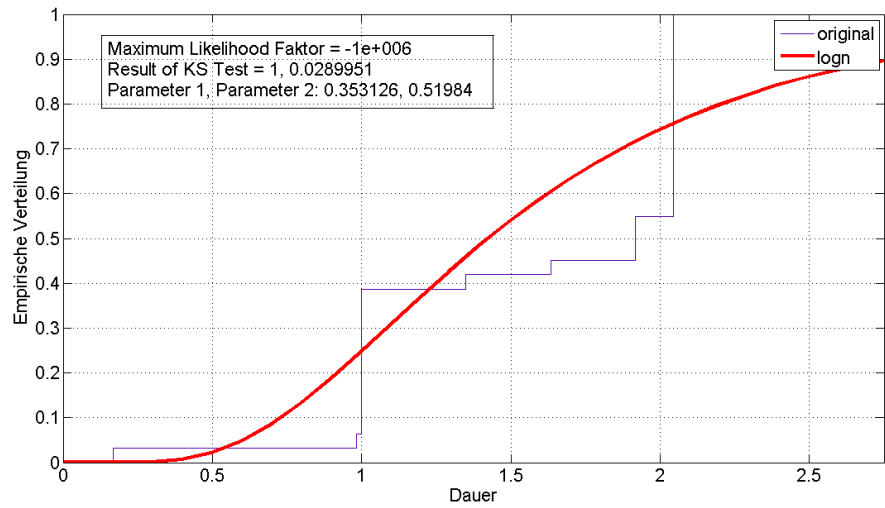


Abbildung A.2.: Approximation der maximaler Ausfalldauer

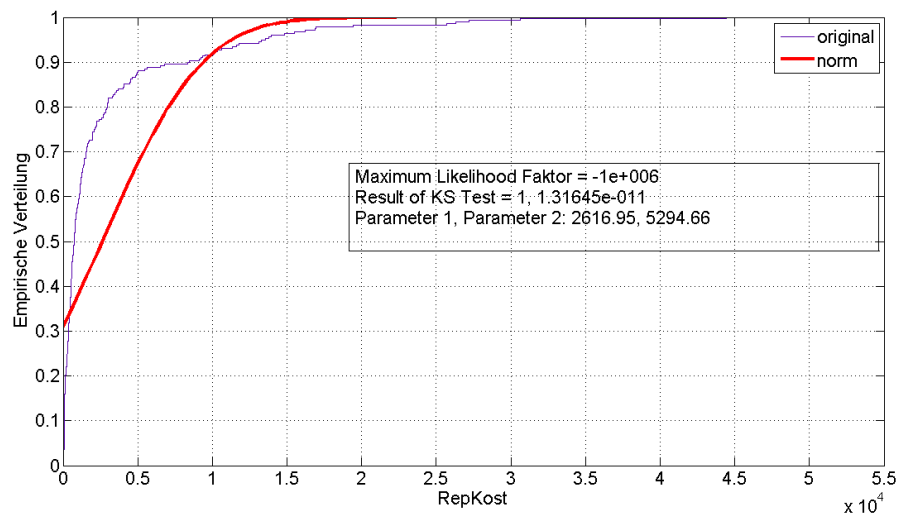


Abbildung A.3.: Approximation der Reparaturkosten Umpspannwerk

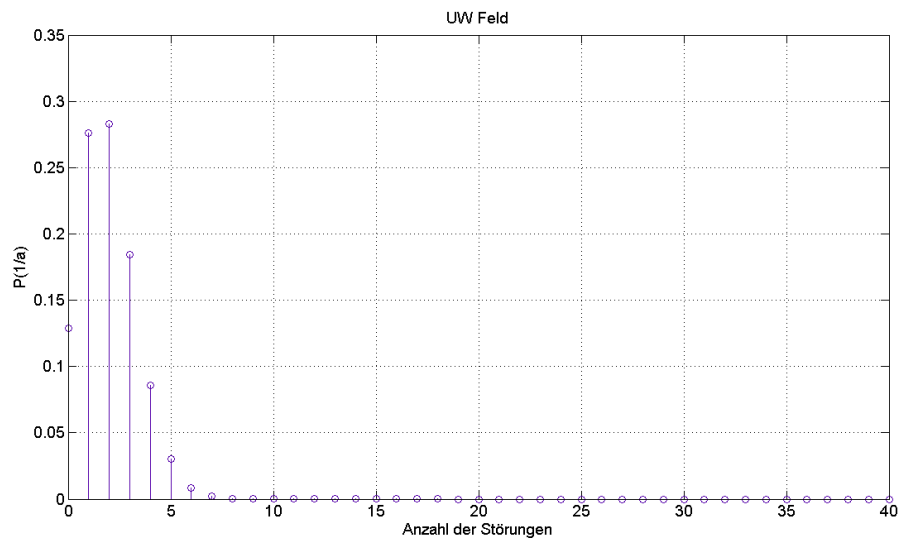


Abbildung A.4.: Approximation der Störungshäufigkeit

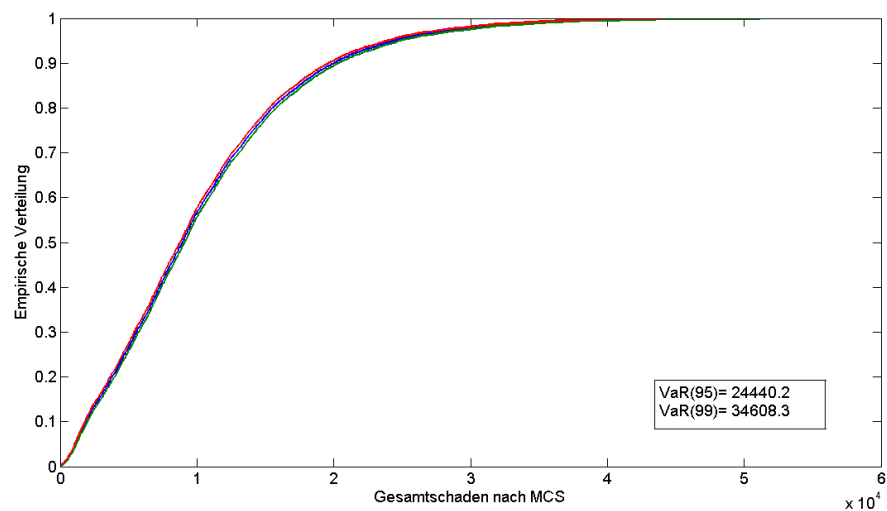


Abbildung A.5.: Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation

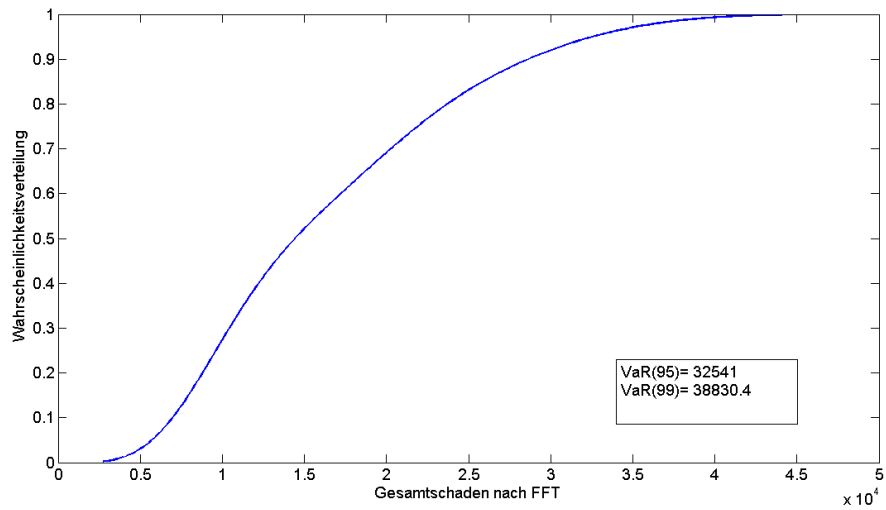


Abbildung A.6.: Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse

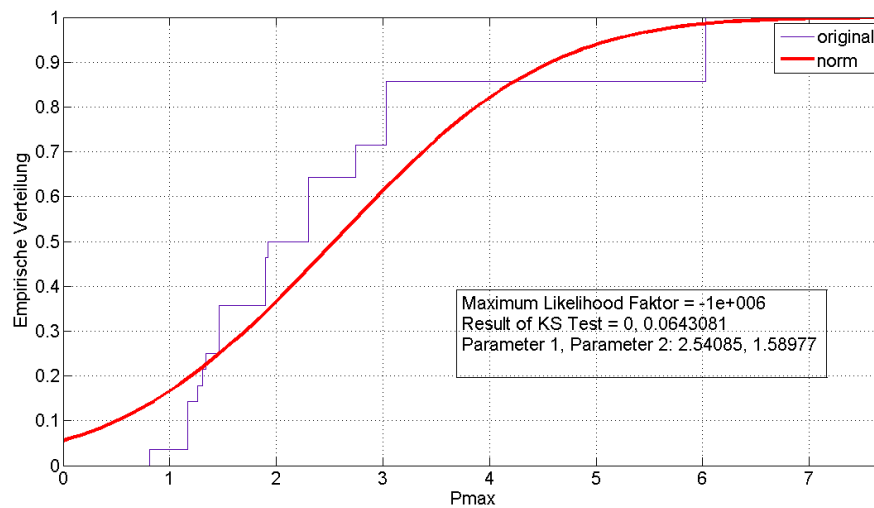


Abbildung A.7.: Approximation der maximalen Ausfallleistung

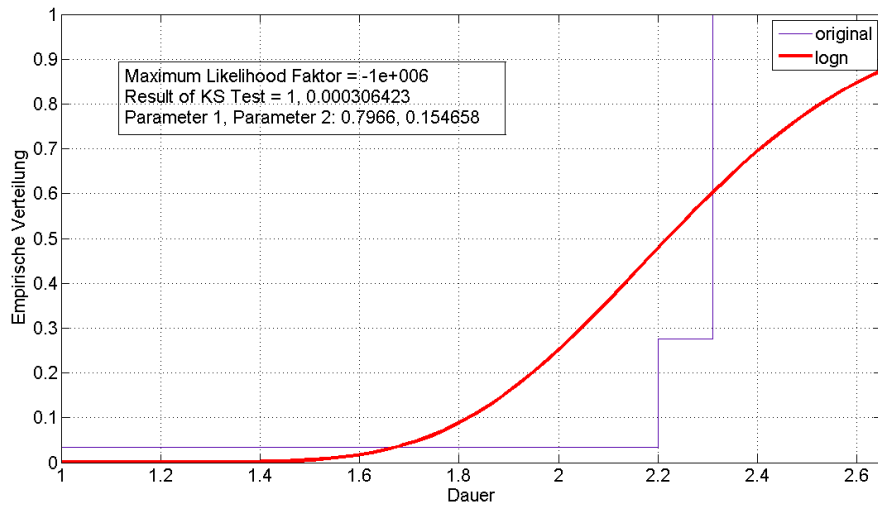


Abbildung A.8.: Approximation der maximalen Ausfalldauer

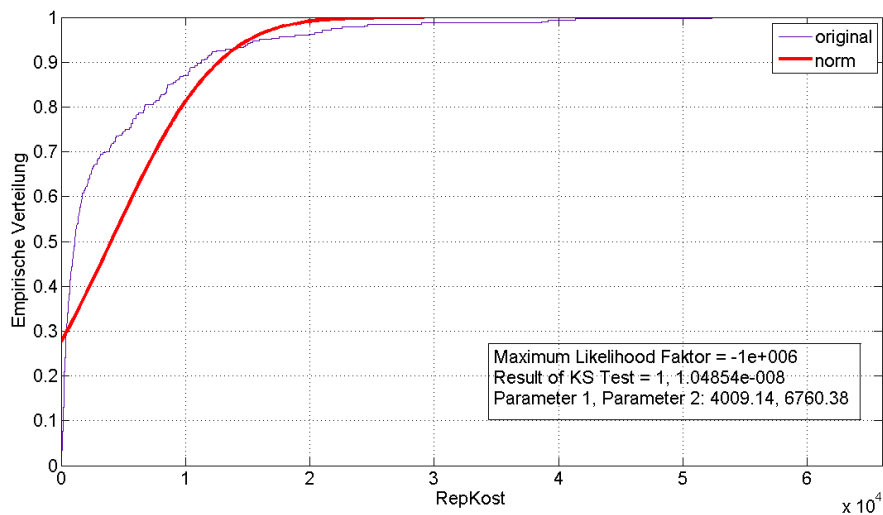


Abbildung A.9.: Approximation der Reparaturkosten Ortsnetztransformator

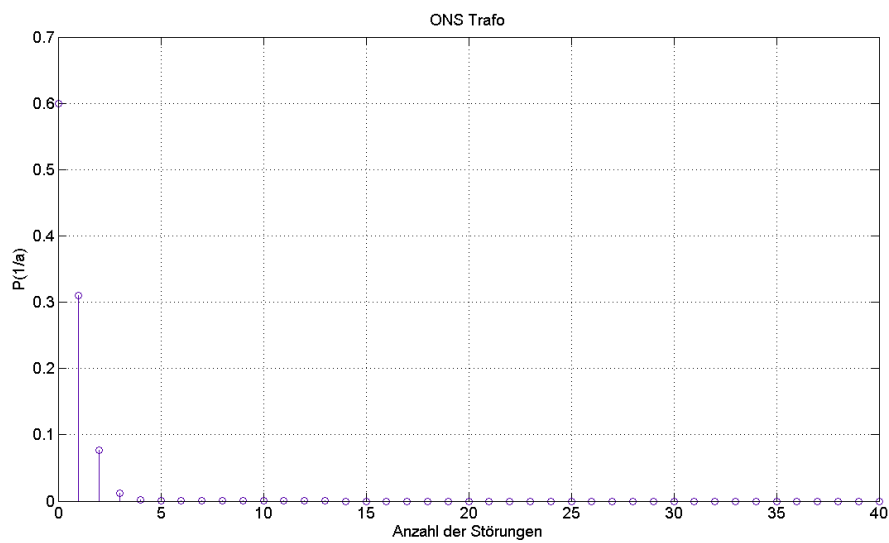


Abbildung A.10.: Approximation der Störungshäufigkeit

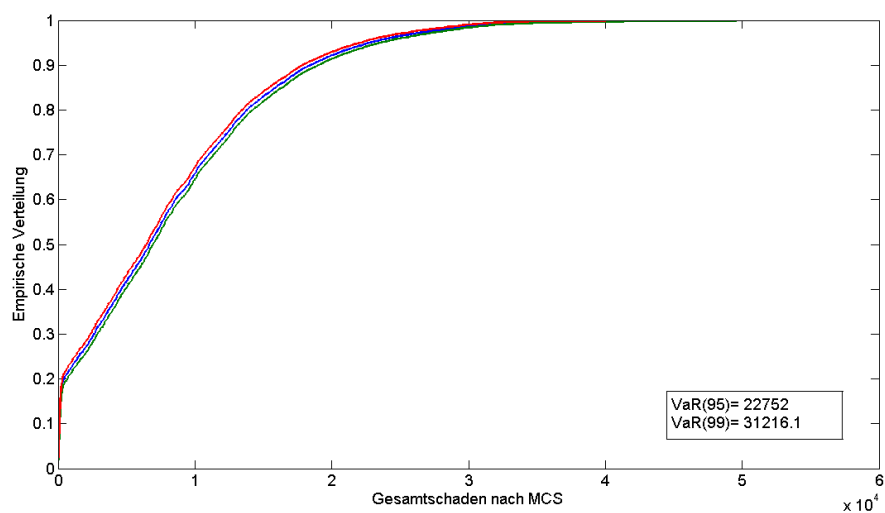


Abbildung A.11.: Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation

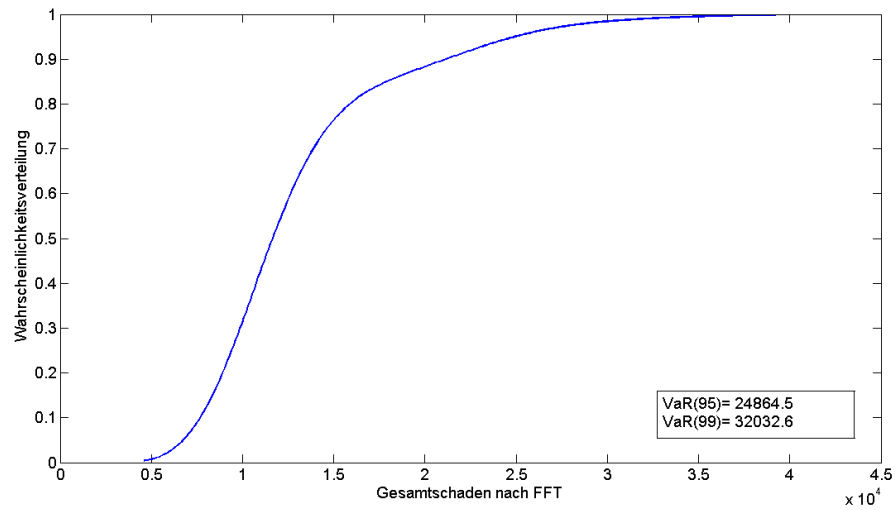


Abbildung A.12.: Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse

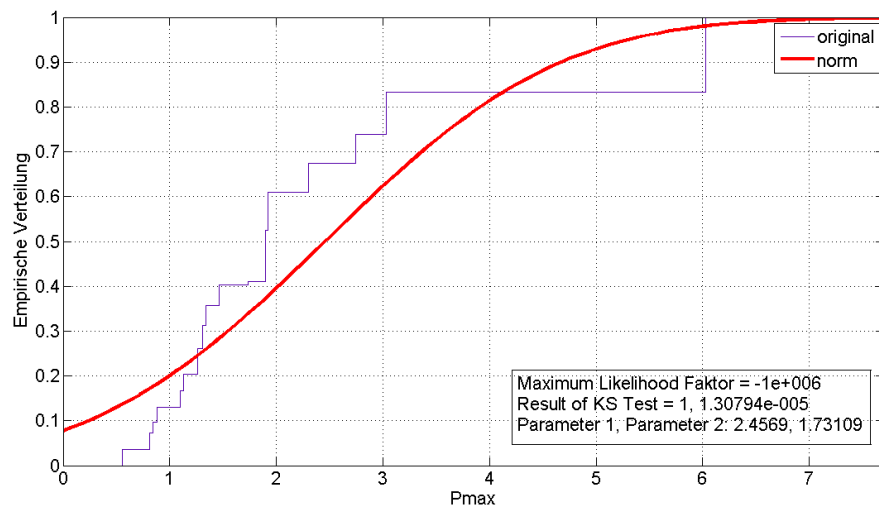


Abbildung A.13.: Approximation der maximale Ausfallleistung

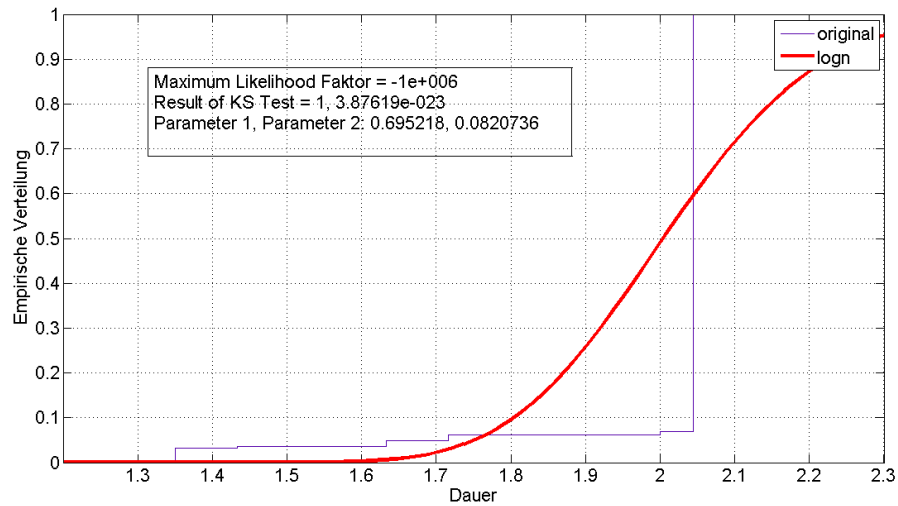


Abbildung A.14.: Approximation der maximale Ausfalldauer

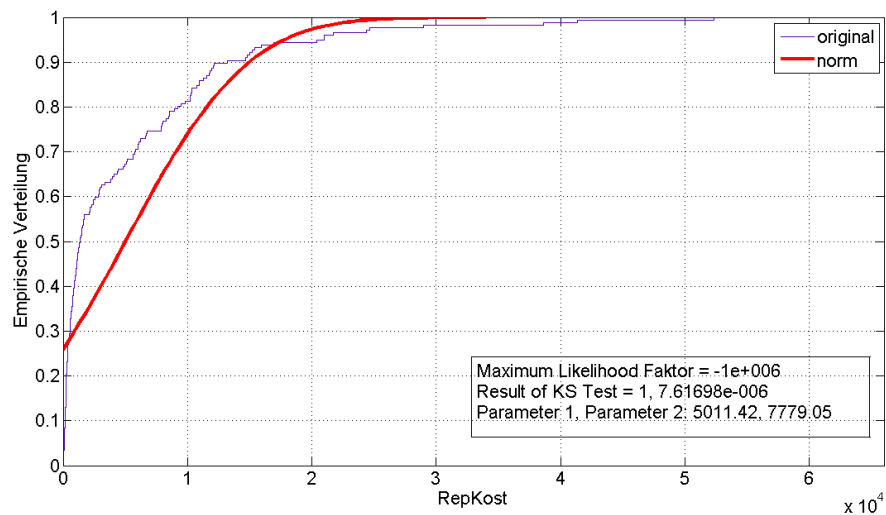


Abbildung A.15.: Approximation der Reparaturkosten Ortsnetzstation

Störungshäufigkeit in den Ortsnetzstationen:

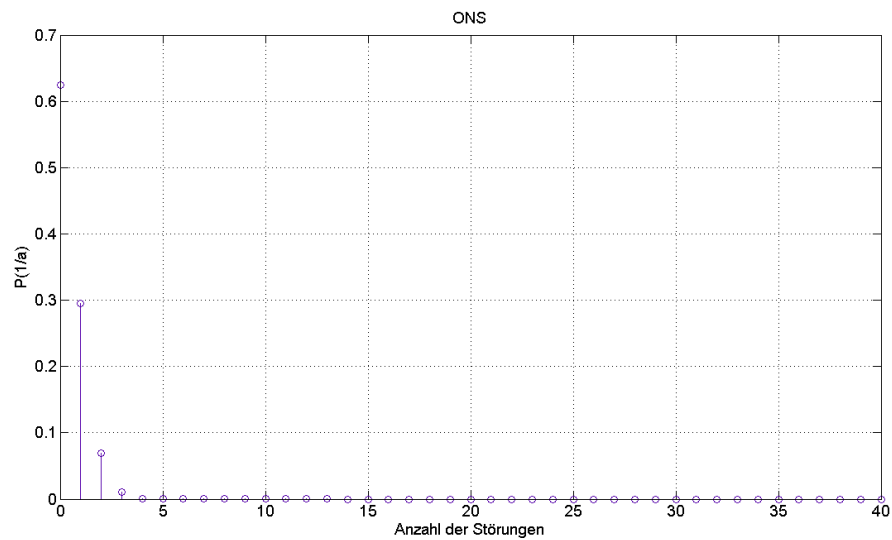


Abbildung A.16.: Approximation der Störungshäufigkeit

Ergebnisse der Gesamtschadenskostenberechnung mit VaR_{95} und VaR_{99} :

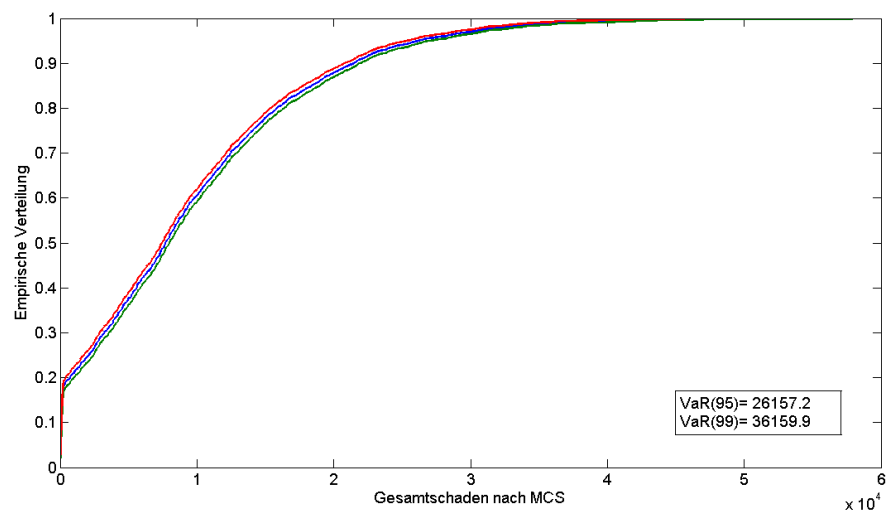


Abbildung A.17.: Gesamtschadenskostenverteilung nach Monte-Carlo Simulation

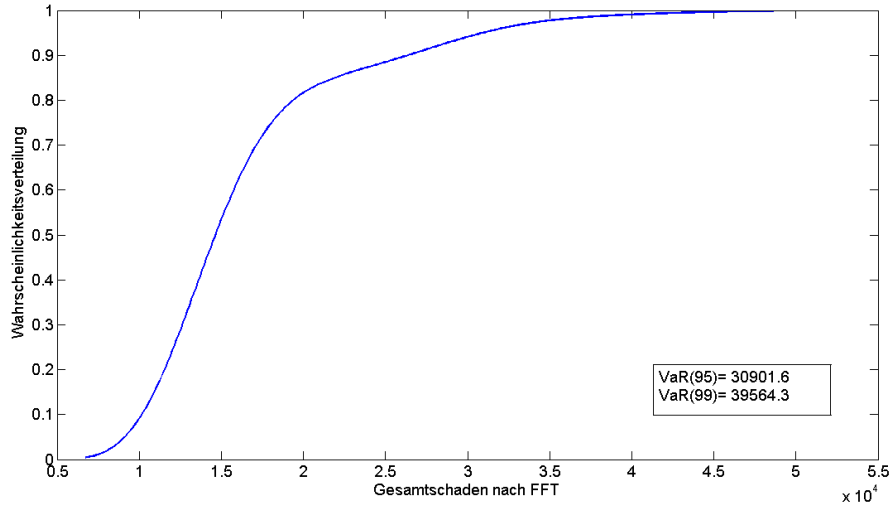


Abbildung A.18.: Gesamtschadenskostenverteilung nach FFT-Analyse

A.2 Diskretisierung mit äquidistanten Stützstellen, konstante Dispersion.

Nach [91] Seite 235. sei X eine nichtnegative Zufallsvariable mit stetigen Verteilung und F sei die Verteilungsfunktion von X . Das Prozedur der Diskretisierung vollzieht sich im Allgemeinen in zwei Schritten:

1. Auswahl von $r-1$ Stützstellen aus $(0, \infty)$, die wie folgt einer Zerlegung der Menge $R^+ = (0, \infty)$ erzeugen:

$$0 = x_0 < x_1 < x_2 \dots x_{r-1} < x_r = \infty \quad \text{mit} \quad r \in \mathbb{N} \cup \infty \quad (\text{A.1})$$

und somit

$$\mathbb{R}^+ = (x_0, x_1] + (x_1, x_2] + \dots + (x_{r-2}, x_{r-1}] + (x_{r-1}, x_r) = I_1 + I_2 + \dots + I_{r-1} + I_r \quad (\text{A.2})$$

2. Verteilung der Wahrscheinlichkeitsmasse $P(X \in R^+) = 1$ auf die Stützstellen x_1, \dots, x_r . Dabei muss nicht notwendig jede Stützstelle x_i positive Wahrscheinlichkeitsmasse erhalten, Insbesondere für den rechten Randpunkt $x_r = \infty$ ist dies sogar zu vermeiden.

Hinsichtlich der im ersten Schritt zu treffenden Auswahl der Stützstellen, sind in meisten Verfahren äquidistante Stützstellen erforderlich. Zu Generierung distreten Verteilungen mit äquidistanten Stützstellen ist folgende Prozedur anzuwenden:

1. Auswahl der sogenannten Feinheit der Stützstellen $\delta > 0$, d.h.

$$x_i = i \cdot \Delta, \quad i = 0, 1, 2, \dots \quad (\text{A.3})$$

2. Die \mathbb{P}^X -Masse der Intervalle $I_i = (x_{i-1}, x_i]$ also die Werte

$$q_i = \mathbb{P}(X \in I_i) = \mathbb{P}(X \in x_{i-1}, x_i] = F(x_i) - F(x_{i-1}), \quad i = 1, 2, \dots \quad (\text{A.4})$$

wird durch Dispersion auf die beiden Rangpunnkte x_{i-1} und x_i verteilt. x_{i-1} bzw. x_i erhält den relativen Anteil p_i bzw. $1 - p_i$, wobei der Dispersionsparameter p_i aus $[0, 1]$ ist.

Bei der konstanten Dispersion wird in allen Intervallen I_1, I_2, \dots mit den gleichen Anteilen dispergiert, d.h. es gilt

$$p_1 = p_2 = \dots = p_N, \quad (\text{A.5})$$

wobei der Dispersionsparameter \mathbf{p} in dem abgeschlossenen Intervall $[0,1]$ enthalten ist. Das Verfahren ist bereits durch das Parameterpaar (\mathbf{p}, Δ) spezifiziert. Für die spezielle Parameter $p = 1$ bzw. $p = 0$ wird die Wahrscheinlichkeitsmasse vollständig auf den linken Randpunkt bzw. auf den rechten Randpunkt des jeweiligen Intervalls verteilt. Falls $p = 0,5$ ist, wird die Wahrscheinlichkeitsmasse gemittelt. Für den Spezialfall $p = (p_1, p_2, \dots) = (p, p, \dots), p \in [0, 2]$, konstanter Dispersion des Verfahrens wählt man die naheliegenden Bezeichnungen $X_{p,\Delta}$ und $F_{p,\Delta}$ für die Diskretisierte bzw. deren Verteilungsfunktion.



B Wissenschaftlicher Werdegang

B.1 Persönliche Daten

Name:	Schreiner
Vorname:	Andrej
Geburtsdatum:	16.09.1976
Geburtsort:	Almaty
Staatsangehörigkeit:	deutsch
Familienstand:	verheiratet

B.2 Studium und Ausbildung

Mai 2006 - Februar 2011:	Promotionsstudium am Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Darmstadt. Thema: Operationale Risiken in Energieversorgung: Modelle und Methoden zur Berechnung der Risiken mit Hilfe von Value-at-Risk.
Oktober 1998 - Oktober 2005	Studium des Wirtschaftsingenieurwesens Fachrichtung Elektrotechnik an der Technischen Universität Darmstadt. Abschluss: Dipl.-Wirtsch.-Ing. Technische Vertiefung: Datentechnik und Rechnerentwurf. Wirtschaftliche Vertiefung: Management von Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Thema der Abschlussarbeit: Analyse der Entwicklung und Einführung einer Ressourcenplanungs- und Managementsoftware für das Projektportfolio der verteilten Entwicklungsteams in der Produktlinie DISHCARE bei Elektrolux.
August 1995 - Juni 1997	Elly-Heuss-Knapp-Gymnasium, Heilbronn, Deutschland. Abschluss: Allgemeine Hochschulreife, Abitur.
Februar 1993 - Juli 1995	Dietrich - Bonhoeffer-Gymnasium, Wertheim, Deutschland.
August 1983 - August 1992	Gesamtschule Almaty, Kasachstan.

B.3 Publikationen

- *Schreiner, A.; Balzer, G.; Precht, A.:* **"Risk Sensitivity of Failure Rate and Maintenance Expenditure: Application of VaR Metrics in Risk Management."** 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapur, 14 - 17 June 2010.
- *Schreiner, A.; Balzer, G.; Precht, A.:* **"Risk Sensitivity of Failure Rate and Maintenance Expenditure: Application of VaR Metrics in Risk Management."** The 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference; Valletta, Malta; 25.-28. April 2010.
- *Schreiner, A.; Balzer, G.; Precht, A.; Schorn, C.:* **"Risk Assessment of Distribution Systems: Real Case Application of Value at Risk Metrics."** 20th International Conference on Electricity Distribution CIRED; Paper No. 0098, Czech Republic, Prag, June 2009.
- *Schreiner, A.; Balzer, G.; Precht, A.; Schorn, C.:* **"Value at Risk als Risikobewertungs-instrument im Asset Management der Energieversorgungssysteme."** Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg. (2008), H. 1/2, S. 62-67.
- *Balzer, G.; Schreiner, A.; Gößmann, T.; Schorn, C.:* **"Assessment of Outage Costs Using Value at Risk Methodology."** CEPSI 2008, Macau, 26. – 31. Oct., rep. 1047.
- *Schreiner, A.; Balzer, G.; Precht, A.:* **"Risk Analysis of Distribution systems using Value at Risk methodology."** 10th international conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS 2008, Paper No. 35, Rincon, Puerto Rico, May 2008.
- *Schreiner, A.; Balzer, G.:* **"Value at Risk Method for Asset Management of Power Transmission Systems."** IEEE POWERTECH Conference 2007 Lausanne, rep. 179.

C Betreute Diplom-, Master- und Studienarbeiten

- *Wagner, J.:* **Einfluss der Altersverteilung von Betriebsmitteln auf das Risiko in Verteilungssystemen.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2011.
- *Gilster, M.:* **Risikobewertung in der Energieversorgung: Einsatz der Value-at-Risk Methode für ein 110-kV-Netz.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2011.
- *Keles, S.:* **Qualitative Modellierung stochastischer Eigenschaften von Risikoparametern im Asset Management der EVU's.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2011.
- *Kahramanaoglu, D.:* **Implementierung eines Modells zur Berechnung von Risikokennzahlen in elektrischen Verteilungsnetzen.** Diplomarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2010.
- *Demikhova, N.:* **Risikoanalyse im Netzbereich auf Basis von VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2009.
- *Schäfer, T.:* **Kostenuntersuchungen im Rahmen des Risk Assessments der Verteilungsnetze.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2008.
- *Kargbo, M.:* **Models for Risk Assessment Tool for 110kV Network Topology.** Masterthesis, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2008.
- *Kreckel, T.:* **Value-at-Risk im Risk Assetmanagement von Energieversorgungsnetzen - eine beispielhafte Anwendung an einem Verteilungsnetz.** Studienarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, TU-Darmstadt, Darmstadt 2007.

